



“十二五”国家重点图书出版规划项目

智能电网中的 风光储关键技术

李建林 李蓓 惠东 著



机械工业出版社
CHINA MACHINE PRESS



“十二五”国家重点图书出版规划项目

智能电网中的 风光储关键技术

李建林 李蓓 惠东 著



机械工业出版社

本书从不同的角度对风电场出力特性、光伏电站运行特性、电网接纳风电机理、储能容量配置、风储系统、光储系统等诸多方面进行了介绍,并遵循由浅入深、循序渐进、便于读者阅读的原则,附以实例,以期为广大读者提供一些借鉴。本书可作为广大科研工作者的参考手册,亦可作为高等院校相关专业广大师生的参考用书。

图书在版编目(CIP)数据

智能电网中的风光储关键技术/李建林,李蓓,惠东著. —北京:机械工业出版社,2013.1

“十二五”国家重点图书出版规划项目

ISBN 978-7-111-40950-2

I. ①智… II. ①李…②李…③惠… III. ①风力发电②太阳能发电 IV. ①TM61

中国版本图书馆CIP数据核字(2012)第312069号

机械工业出版社(北京市百万庄大街22号 邮政编码100037)

策划编辑:付承桂 责任编辑:任鑫

版式设计:霍永明 责任校对:张媛

封面设计:姚毅 责任印制:乔宇

北京机工印刷厂印刷(三河市南杨庄国丰装订厂装订)

2013年1月第1版第1次印刷

169mm×239mm·15印张·273千字

0 001—3 000册

标准书号:ISBN 978-7-111-40950-2

定价:38.00元

凡购本书,如有缺页、倒页、脱页,由本社发行部调换

电话服务

网络服务

社服务中心:(010)88361066 教材网:<http://www.cmpedu.com>

销售一部:(010)68326294 机工官网:<http://www.cmpbook.com>

销售二部:(010)88379649 机工官博:<http://weibo.com/cmp1952>

读者购书热线:(010)88379203 封面无防伪标均为盗版

前言

曾几何时,智能电网这一新生事物已在潜移默化中完成了从时髦概念到家喻户晓的华丽转身。从媒体普及报道,到科技文献专业透析;从国家层面的五年规划,到各大科研机构的项目部署;从普通百姓的津津乐道,到业界精英孜孜以求,无不显现了智能电网的新鲜活力,其间涉及的热点问题备受国内外学者的普遍关注,尤以风光储关键技术为最。本书拟梳理风电、光伏、储能与电网之间的脉络关系,附以拙见,以飨读者,若能起到抛砖引玉之功效,则不胜欣慰。

在能源供给与环境问题的双重约束下,在 2012 年伊始,国家能源局、发展改革委等部门便相继推出了一系列强劲有力的保障措施,以法律、法规的形式来为风电、光伏发展修桥铺路,从《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》到《关于居民生活用电实行阶梯电价的指导意见》,从《关于印发风电场功率预测预报管理暂行办法的通知》到《关于做好 2012 年金太阳示范工作的通知》无不体现了国家对于风电、光伏的宠爱有加。于是乎,全国各地风起云涌、捷报连连,甘肃、新疆、河北、吉林、内蒙古、江苏等多个省区打造十个千万千瓦级风电基地的同时,青海、上海、安徽、江西、宁夏等省区也不甘示弱,GW 级、几十 GW 级大型并网光伏太阳能发电示范基地犹如雨后春笋、星火燎原,“风光互济”呈一片并驾齐驱之势。在风电、光伏等可再生能源超常规发展的同时,其出力的不确定性及反调峰特性对电力系统的负面影响也日益凸显,业已成为制约其发展的瓶颈之一。仅 2011 年上半年,我国甘肃、张家口等地便接连发生的四五起大规模风电脱网事故,难怪乎,有专家戏称“中国风电 5 年干了国外 20 年的事。”为起到对症下药、有的放矢之功效,业界多管齐下,尝试了网架改造、风电预测技术、备用容量和大规模储能等多种手段。事实胜于雄辩,大规模储能技术以“犹抱琵琶半遮面”的姿态初见端倪,颇有拨云见日之感。

大规模储能系统以其具有动态响应特性好、寿命长、可靠性高等特点,在提高电网接纳风光伏能力、改善电能质量、应急电源等诸多领域为世人所关注。不管是传统的抽水蓄能、压缩空气、铅酸蓄电池,还是钠硫、液流、锂电、超级电容器等储能方式可谓不拘一格、百花齐放,取得了日新月异的新进展,相应的技术路线也日渐清晰。美国、日本、德国、丹麦等国纷纷开展了系列工程示范,方式不一,钠硫、液流、锂电等均有,抑或兼而有之;其目的也不唯一,有改善电能质量的,有削峰填谷的,也有事故备用、调频调压的。无独有偶,我国的各类储能示范工程不胜枚举,有张北的风光储示范工程、辽宁的风储工程、南方电网宝清储能电站、国电辽宁塘坊储能型风场等,无一不是开国内该领域之先河,涉及单位不乏国家电网、南方电网、中国国电、华电等大型央企。有理由相信,风光储关键技术必将成为一朵学术奇葩,一展其动人风采。

本书从不同的角度对风电场出力特性、光伏电站运行特性、电网接纳风电机理、储能容量配置、风储系统、光储系统等诸多方面进行了介绍,并遵循由浅入深、循序渐进、便于读者阅读的原则,附以实例,以期为广大读者提供一些借鉴。本书可作为广大科研工作者的参考手册,亦可作为高等院校相关专业广大师生的参考用书。

本书得到了科技部 863 项目(2011AA05A113)、863 项目(2012AA050203)、国家电网项目(储能系统提高大规模风力发电接入能力的深化研究及应用)以及中国电力科学研究院图书资助基金的大力资助,在此深表谢意。在本书的编写过程中,中国电力科学研究院的谢志佳、马会萌、修晓青、靳文涛等同志付出了辛勤的劳动,参与了部分文字校对、版式画图等工作,在此一并表示感谢。本书行将面世,著书之初衷是否果如所求,有待通过实践验证。限于编委会成员的水平,书中疏漏与谬误之处在所难免,尚祈读者不吝赐教。

作者于北京

2012 年 12 月

目 录

前言

第 1 章 间歇性电源对电网的影响	1
1.1 概述	1
1.2 间歇性电源并网带来的问题	3
1.2.1 电力平衡问题	3
1.2.2 反向调峰问题	4
1.2.3 电压稳定问题	4
1.2.4 频率稳定问题	5
1.2.5 供需逆向分布问题	5
1.3 现有风场存在问题	6
1.4 储能技术作用	7
1.5 政策法规、标准规范	10
1.5.1 与风光储相关的政策法规	10
1.5.2 与风光储相关的技术标准	13
1.5.3 政策法规、技术标准对储能的促进作用	14
1.6 大规模储能技术的发展趋势	16
第 2 章 风力发电系统运行特性	17
2.1 概述	17
2.2 风电数据预处理方法	17
2.2.1 数据预处理原则	18
2.2.2 补齐缺失数据	19
2.3 风电出力特性	21
2.3.1 风电场出力水平	21
2.3.2 风电的出力波动特性	24
2.3.3 风电的广域平滑特性	28
2.4 风电系统数学建模	34
2.4.1 转子侧变流器数学建模	35
2.4.2 网侧变流器数学建模	36
2.4.3 DFIG 数学建模	37
2.4.4 风力发电机数学建模	38

2.4.5 失速型与直驱型风电系统数学建模	39
2.5 电力系统对风电系统的接纳能力	41
2.5.1 分散式并网应用	41
2.5.2 集中式并网应用	43
2.5.3 提高电网接纳风电能力的有效途径	44
第3章 光伏发电系统运行特性	46
3.1 概述	46
3.2 光伏系统出力特性	47
3.2.1 光伏系统输出特性	47
3.2.2 光伏输出特性影响因素	54
3.3 光伏系统数学建模	57
3.3.1 光伏阵列建模	58
3.3.2 Buck 直流变流器	61
3.3.3 逆变器模型	63
3.3.4 单级型并网光伏发电系统	68
3.3.5 双级型并网光伏发电系统	70
3.4 电力系统对光伏系统的接纳能力	73
第4章 储能系统运行特性	78
4.1 概述	78
4.2 典型储能系统及组成方式	81
4.2.1 电池储能系统的结构	81
4.2.2 储能系统的关键技术	82
4.3 液流电池储能系统	85
4.4 钠硫电池储能系统	89
4.5 锂离子电池储能系统	93
4.6 电池储能系统用 PCS 技术	99
4.6.1 拓扑结构	99
4.6.2 控制方法	106
4.6.3 实例仿真	110
4.6.4 电池储能系统用 PCS 发展前景	115
4.7 电池储能用 BMS 技术	121
4.7.1 电池储能系统 BMS 发展概况	121
4.7.2 电池储能系统 BMS 的技术要点	122
4.7.3 电池储能系统 BMS 的发展前景	131
第5章 风光储系统运行特性	132
5.1 风光储分布式应用	132

5.1.1	分布式发电与微网	132
5.1.2	微网的作用	134
5.1.3	微网研究现状	136
5.1.4	动力电池参与分布式储能	141
5.1.5	储能系统在微网的应用领域	144
5.2	风光储并网应用	147
5.2.1	风储系统运行特性	147
5.2.2	光储系统运行特性	168
5.2.3	电池储能电站	174
5.3	储能容量配置技术	178
5.3.1	国内外典型配置案例	178
5.3.2	风/光并网技术规定	180
5.3.3	储能容量配置方法	181
5.4	储能系统经济性评估	187
5.4.1	经济评估的必要性	187
5.4.2	电池储能经济性影响因素	188
5.4.3	电池储能系统经济分析	188
5.4.4	算例分析	191
第 6 章	风光储系统工程案例	193
6.1	示范工程现状	193
6.1.1	国外储能技术规模化应用项目	193
6.1.2	国内储能技术规模化应用项目	195
6.1.3	典型风光储案例简介	196
6.2	风力发电系统	198
6.2.1	风场概况	198
6.2.2	风电场风速特性分析	199
6.2.3	风电场出力特性分析	200
6.3	光伏发电系统	212
6.3.1	光伏电站概况	212
6.3.2	光伏电站特性分析	215
6.3.3	风光合成出力特性分析	215
6.4	电池储能系统	216
6.4.1	电池储能系统组成	216
6.4.2	储能系统接入技术	217
6.4.3	储能系统监控技术	218
6.4.4	储能系统区域防雷技术	220

6.5 风光储联合系统	220
6.5.1 运行模式	220
6.5.2 运行模式切换	221
6.5.3 运行控制策略	222
6.6 工程经验和推广价值	229
参考文献	230

第 1 章 间歇性电源对电网的影响

风电、光伏等间歇性电源固有的波动性、随机性和不可控性等特点，导致其规模化并网应用会对大电网互联运行的安全稳定造成隐患，对电网调频和备用容量规划带来极大挑战，对电网潮流分布、动态特性和电能质量等电气特性产生影响。为顺应政策需求，确保电网稳定、安全运行，电网需要足够的旋转备用来完成系统对间歇能源功率波动的调节。然而，我国电网结构中，占据份额最大的火力发电机组备用容量有限且调节速率较慢；水利发电机组虽然调节速率快，但其所占比例较小且分布受地理条件所限。储能技术的引入，为提高间歇式能源发电并网应用，提供了便捷有效的途径。储能系统装置的功率双向能力，可以平滑间歇电源功率输出波动，可以跟踪调度计划出力、缩减间歇电源预测功率误差，可以借“削峰填谷”方式降低间歇式能源丢弃率。基于目前研究来看，间歇性电源对电网带来的影响主要受三方面因素制约，即电源输出功率的特性、地区电网的实际情况以及储能系统装置的运行特性。

1.1 概述

我国“十二五”规划明确指出，将“依托信息、控制和储能等先进技术，推进智能电网建设”。智能电网的发展已经成为我国能源战略的重要组成部分，风能、光伏等清洁能源作为一种清洁、高效、易获取、无需耗能的可再生能源，当仁不让地成为了智能电网的重要组成部分，其规模化飞速发展已呈气势如虹、一发不可收的态势。风电作为技术最成熟的新能源利用方式之一，已经实现连续四年翻番的快速增长。截至 2012 上半年，全国并网新能源发电装机容量达到 6500 万 kW，约占总装机容量的 5%。其中，并网风电 4500 万 kW，约占并网新能源发电装机的 88%，规划 2015 年和 2020 年风电装机分别为 1 亿 kW 和 1.8 亿 kW。光伏系统同样发展迅速，2011 年我国装机容量超过 3GW，其中，并网装机容量约 220 万 kW，约占 4%，2012 年预计达 5~7GW。

然而，风电、光伏固有的随机性、间歇性特点，导致其规模化并网给电网发电调度、调频调峰、备用容量规划带来很大挑战，造成目前现有风电场或光伏电站资源浪费现象严重，严重影响经济效益，同时还会对电网的安全稳定运行以及

电能质量等带来不利影响。以风力发电为例,2011 年我国发生四起典型风力发电机组大规模脱网事故,造成了我国局部电网频率的较大跌落。甘肃酒泉、河北张家口等地区相继发生频率漂移事故,频率最低降至 49.815Hz,几乎接近电力系统安全稳定运行极限,对电网的可靠稳定运行构成了重大威胁。鉴于此,国家出台了《风电场接入电力系统技术规定》、《风电场功率预测预报管理暂行办法》等标准规范,明确了风电场并网的相关技术规定,要求风电场具备可调度、参与系统调峰调频等能力。其中,《风电场接入电力系统技术规定》提出了风电场并网的相关技术要求,并给出了正常运行情况下风电场有功功率变化最大值;《风电场功率预测预报管理暂行办法》要求所有并网运行的风电场均应具备风电功率预测预报的能力,按要求开展风电功率预测预报和发电计划申报工作,并按照电网调度机构下达的发电计划曲线运行,明确提出日预测曲线最大误差不超过 25%、实时预测误差不超过 15%、全天预测结果的方均根误差小于 20% 等考核指标,规定长期预测准确度差的风电场企业应按有关要求整改。

另外,以风电为代表的间歇性能源具有反调峰特性,尤其在东北、华北地区,风电的反调峰特性尤为明显。在夜间负荷低谷时段,风电出力往往较大,当风电场达到一定规模时,难免出现限电“弃风”现象。2011 年全国风电弃风限电总量超过 100 亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$,平均利用小时数大幅减少,个别省(区)的利用小时数已经下降到 1600h 左右。而各主要风电基地平均限电量占风电总发电量的比重均超过 10%,风能资源丰富的黑龙江省弃风量则超过年发电量的 20%,年平均利用小时数约 2008h,严重影响了风电场运行的经济性。风电并网运行和消纳问题已成为制约我国风电持续健康发展的重要因素。对此,国家能源局提出了风电弃风超过 20% 的地区,原则上不得安排新风电项目建设的规定,同时要求各地采取有效措施促进风电消纳,解决风电运行中的限电问题。

针对上述问题,国内外陆续开始尝试采用网架改造、风电预测技术、备用容量和大规模储能等手段来解决瓶颈问题。其中大规模储能系统以其具有动态响应特性好、寿命长、可靠性高等特点,在提高间歇性能源并网应用能力方面为国内外所关注。同时,近年来大容量电池储能技术得到了快速发展和应用,相应的技术路线逐渐清晰,某些典型储能电池技术已经初步具备应用于平抑间歇式电源功率波动、提高电网接纳间歇式电源能力、电力系统调频、削峰填谷等诸多方面,风储联合运行的研究与示范逐步展开。2012 年 4 月,国家能源局发布的《关于加强风电并网和消纳工作有关要求的通知》中将储能技术作为加强风电并网和消纳的主要手段之一,积极鼓励风能资源丰富地区开展各类储能技术等促进风电就地消纳的试点和示范工作,并提出将各省(区、市)风电并网运行情况作为

新安排风电开发规模和项目布局的重要参考指标，风电利用小时数明显偏低的地区不得进一步扩大建设规模的规定。因此，现阶段弃风严重的风能资源丰富地区亟须开展风储联合运行工程示范，研究储能提高风电消纳能力的关键技术，以提高风电场运行的经济性。

1.2 间歇性电源并网带来的问题

风电、光伏等可再生能源的原动力均不可控，其是否处于发电状态以及出力的大小都取决于自然资源状况，风速或光照的不稳定性和间歇性决定了风电或光伏出力也具有波动性和不可控特点。间歇性电源出力的随机性和波动性与现代电网对电源的“可控、可调”要求是矛盾的，也是制约电网接纳风电、光伏等清洁能源的重要约束。现有技术水平下，风电或光伏仍无法准确预报，因此其功率输出不便调度。从电网角度看，并网运行的间歇性电源相当于一个具有随机性的扰动源，将对电网的可靠运行造成一定影响。目前，我国电网互联规模日益增大，对于并网应用的风电场或光伏电站，其容量在电网总装机容量中占的比例很小，因此其功率的注入对电网频率影响甚微。然而，随着可再生能源并网应用规模的扩大，风电、光伏等间歇性电源对电网安全稳定运行带来了越来越大的挑战。可再生资源丰富的地区往往人口稀少，负荷量小，处于电网末端，电网结构相对薄弱，其大规模功率注入将改变电网潮流分布，对局部电网的节点电压或频率产生较大影响。同时，电网中不同位置处的间歇性电源出力及其变化，对电网潮流分布、动态特性和电能质量等电气特性将产生不利影响，甚至在某些关键节点或者输电断面形成累积效应或耦合效应，导致极端情况下节点电压越限或者失稳，输电断面形成阻塞等，从而对电网消纳间歇性电源的能力造成不稳定。

风电波动对电网带来的影响主要受三方因素制约，即风电场输出功率的特性、地区电网的实际情况以及储能补偿设备的特性。我国风电、光伏等间歇性能源发电并网应用技术主要存在五方面问题，包括电力平衡、反向调峰、电压稳定、频率稳定以及供需逆向分布问题。

1.2.1 电力平衡问题

由于间歇性电源的不确定性和不可控性，导致电力供电无法满足稳定性、连续性和可调性等要求，输出功率的不断变化容易对电网造成冲击。由于间歇电源的不可预知性，调度运行人员无法做出有效的发电计划，进而导致系统备用电源、调峰容量和系统运行成本增加，并威胁系统安全稳定运行等一系列后果。

1.2.2 反向调峰问题

电力系统中必须有足够的调峰能力来维持系统的功率平衡。在我国的电源结构中,调峰性能好的燃气、燃油电站非常少,抽水蓄能电站比例低,水电运行中存在很多制约因素,因此调峰能力不足一直是各同步系统普遍存在的问题。以东北电网为例,风电大发期、枯水期和冬季取暖期三期重叠,调峰难度随着风电接入容量比例的增加越来越突出。2010年东北同步电网的总发电装机容量将达到8442.37万kW,预计风电装机容量为1402万kW,届时东北电网内风电装机将占总发电装机容量的16.6%。在不考虑电网条件约束、风电不参与调峰的情况下,即使对火力发电机组采取最大深度的调峰措施,2010年东北电网最大可消纳风电规模仅为400万kW,因此不得不在个别时段要求风电参与调峰。

为保证电网的安全稳定运行,在电网最低负荷时,仍需保证一定的机组运行。以风电并网运行为例,一般燃煤机组的最低出力约为额定出力的40%,电网现有的控制模式要求在不调停大机组、电网在最低负荷、风力发电机组出力最大的极端情况下,电网内燃煤机组的最低出力加上外来电的总和应小于最低负荷。风电的反调峰特性,冬季夜间低负荷、大风时段,风电出力快速增加。尤其在北方,冬季70%以上的火力发电机组承担供热任务,调峰能力降低,调峰容量不足。同时,风电出力变化速度较快,火力发电机组常规调峰无法跟上风电出力的快速变化,这将导致联络线交换功率超过允许的偏差,越过联络线上的功率限制。

在北方,冬季供热期是电网调峰最困难的时期,也是风电出力较高的季节。为了保证地方供热,网内所有供热机组不得不全部运行,加上供热机组的最低出力已降低至火电机组出力的最低点。风电的间歇、波动特性要求电网必须有足够的调峰容量来平衡风电所产生的出力波动,但由于冬季负荷峰谷差最大,并且电力系统预留的调节裕度随着供热负荷的增加而逐步下降,这就导致整个电力系统没有足够的调峰容量来平衡大风时的风电出力,从而致使电网接纳风电的能力大大降低。解决间歇性电源并网带来的调峰困难问题,要求加大对直调电厂低谷调峰的考核力度,进一步完善直调电厂低谷深度调峰辅助服务的补偿措施,如配置储能装置等。

1.2.3 电压稳定问题

间歇性电源发电的不确定性和不可控性使得大规模风力发电机组或光伏阵列的并网给系统带来母线电压越限、电网电压波动和闪变等一系列电压稳定问题。

间歇电源的随机性使得节点电压的波动增大,节点电压的越限概率也随之变大,且影响程度与其间距离有关,即离间歇电源接入点越近,影响越明显。

解决间歇性电源并网带来的电压问题,目前采用在接入点较集中的地区安装静止无功补偿器(SVC)等柔性交流输电系统(FACTS)设备,从而减少间歇电源发电功率波对电网电压的影响。通过合理地选择间歇电源接入点及并网容量,并配套储能系统,也有助于改善电压稳定问题。

1.2.4 频率稳定问题

在风电或光伏装机容量较大的地区,其发电功率的波动对电网的频率将产生一定影响,极端情况下往往导致频率严重下降,从而加大调频难度,给系统安全性带来影响。以风力发电为例,各国风电接入系统导则都要求风力发电机组能够在一定的频率范围内正常运行;频率超过一定范围后限制出力运行或延迟一定时间后退出运行,以维持系统的频率稳定;若在风电集中的地区加入储能装置,则可在频率超过一定范围后对风电的出力运行进行适当调整,并保证风电出力在延迟一定的时间后退出运行,给系统的频率调整留有充裕的时间,保证系统的安全性和稳定性。

解决间歇性电源并网带来的频率稳定问题,通常凭靠水利、火力发电机组等充当一次、二次调频发电厂,当间歇电源规模过大时,仅靠现有常规技术将不满足应用需求。而储能系统具有零惯性时间常数的特点,例如电池储能系统(BESS)会完成对成组电池的控制,变流系统(PCS)负责控制电池系统向电网注入和抽出的有功、无功功率,从而实现储能系统在瞬间以额定功率向系统注入或者抽出一定的能量。相比水力发电系统10%额定容量/min和火力发电系统0.5%额定容量/min的调节能力,电池储能系统的瞬间功率调节能力要明显优于传统发电设备。因此用储能系统平滑风力发电这种快速变化的大容量发电系统与常规调峰调频设备相比有很大的优势。储能技术的发展与完善,将辅助网侧调频提供一种新的途径。

1.2.5 供需逆向分布问题

我国陆上风能、太阳能的大规模开发将主要集中在西部、北部等偏远地区,新能源资源与电力需求呈现逆向分布,现有电网的资源配置能力尚难以满足千万千瓦级风电基地大规模、远距离的外送需求。如甘肃酒泉风电基地2010年有550万kW风电并网运行,而2010年甘肃全省统调范围内最大负荷仅为950万kW。随着2015年酒泉千万千瓦风电投产,不仅甘肃电网,即使整个西北电网也

难以消纳这么多间歇性电力，需要高电压、远距离输送到中东部地区。由于风电发展速度非常快，由此带来了大电网投资建设以及相关技术研发尚未跟上风电的发展速度。

由于新能源发电基地的基础信息建设尚不完备，自动化水平不高，而且新能源发电功率预测技术及电网辅助调度支撑技术等研究领域刚刚起步，因此建立能够全面支撑新能源发电调度决策系统的基础条件还不具备。屋顶光伏发电等分布式新能源发展已得到了国家政策的大力支持。目前，尽管国家有太阳能光伏并网相关的技术标准和指导性技术文件，但在保障电网安全稳定运行和电能质量的基础上，如何实现太阳能光伏发电合理有序地接入城市公用电网，开展该方面的研究已迫在眉睫。

1.3 现有风场存在问题

以我国风电规模化发展较为典型的内蒙古地区为例，截至 2012 年，内蒙古全网投产容量将接近 1100 万 kW，运行容量基本达到了全网容量的 20%，已成为电网的主力电源。研究表明，各个风电场出力 10min 变化在装机容量的 20% 之内的概率大于 95%，而在其装机容量的 30% 之内的概率超过 99%。风电出力 10min 变化最大 330MW。风电场反调峰概率为 43.79%，正调峰概率为 56.21%。当风电出力达到 80% 额定值水平时，在进行了约为风电容量 30% 的额外容性无功补偿的情况下，系统电压水平仍然很低，还需进行大量的容性补偿方能满足运行要求，而风电场无法做到动态调节。为此，内蒙古通常采用夜间拉闸限电的措施来解决风电的反调峰特性。在大量风电场并网后，在电网发生故障的情况下，会出现暂态电压持续跌落最后发生电压崩溃的现象。这种现象在风电场升压站和风电并网点最为严重，如果同时伴随大范围的潮流转移则会引起与风电场电气距离较近的火力发电机组功角失去稳定。这些情况表明，加入大规模储能系统很有必要。

吉林省也是我国风电规模化发展较为典型的一个省份，截至目前风电装机容量已达到 140 万 kW，占吉林省调直调装机容量的 12%，吉林省最大负荷的 20%，最小负荷的 34%。吉林电网运行的现状是：负荷峰谷差大，最大峰谷差约为 2000MW。在冬季供热期，由于电网中供热机组装机容量比例大（占总装机容量的 54%），备用容量不足，造成负荷高峰时段出力调不上去，低谷时段出力减不下来，负荷高峰时段电网仅有 100MW 左右旋转备用容量，负荷低谷时段电网基本没有调峰能力。如果风力发电机组大量接入电网，在供热期，特别在低谷

时段, 电网将没有足够的调峰容量来平衡风力发电所引起的大幅度功率波动。白城地区电网位于吉林电网的西北部, 电网结构薄弱, 一方面, 外送电力因 220kV 联络线“卡脖子”已经受到了限制。另一方面, 该地区电网与吉林主网联系薄弱, 随着风电规模的增加, 系统电压水平下降, 送出线路过载问题更加突出, 已经严重影响到系统的安全稳定运行和可靠供电。由于长山热电厂送出断面潮流的增加, 使白城地区电网的系统暂态稳定水平降低。另外, 白城地区内部的白洮电网仅通过两回 220kV 线路与长山热电厂相连, 如果网内的风电场满发, 还存在任一线路发生 $N-1$ 故障跳闸引起剩余线路严重过载的问题。随着风力发电机组大量接入, 电网安全稳定运行面临巨大压力, 迫切需要借助大规模储能系统来缓解这一矛盾。

风电固有的能量密度低、随机性、间歇性特点, 导致其规模化并网危及电网运行的安全稳定, 对电网调频和备用容量规划带来很大挑战, 从而造成目前各大风电场弃风现象严重, 严重影响经济效益。2011 年我国发生了四起典型风力发电机组大规模脱网事故, 造成了我国局部电网频率的较大跌落。甘肃酒泉、河北张家口等地区相继发生频率漂移事故, 频率最低降至 49.815Hz, 几乎接近电力系统安全稳定运行极限, 对电网的可靠稳定运行构成了重大威胁。东北风电具有明显的反调峰特性, 对风电场实施限电, 仅 2010 年东北电网限电量约 900GW·h。2011 年全国风电限电约 15 亿 kW·h。全国各主要风电基地平均限电量占风电总发电量的比重均超过 10% 以上, 黑龙江、吉林等地则超过 20%。

1.4 储能技术作用

储能技术是实现灵活用电, 互动用电的重要基础, 是实现智能化使用能源, 解决能源危机的重要技术发展方向, 也是发展智能电网的重要基础工作。“储”作为电力系统运行的补充环节, 可从时间上有效隔离电能的生产和使用, 彻底颠覆电力系统供需瞬时平衡的执行原则, 将电网的规划、设计、布局、运行管理以及使用等从以功率传输为主转化为以能量传输为主, 给电力系统运行带来革命性的变化, 也将对传统电力起到改善和改良的作用。储能技术目前在电力系统中的应用主要包括电力调峰、提高系统运行稳定性和提高供电质量等。能量存储技术可以提供一种简单的解决电能供需不平衡问题的办法。这种方法在早期的电力系统中已经有所应用, 例如在 19 世纪后期纽约市的直流供电系统中, 为了在夜间将发电机停下来, 采用了铅酸蓄电池为路灯提供照明用电。随着电力技术的发展, 抽水储能电站被用来进行电网的调峰。抽水蓄能电站在夜晚或者周末等电网

负荷较小的时间段,将下游水库的水抽到上游水库,在电网负荷峰值时段,利用上游水库中的水发电,补充峰荷的需求。液流电池可以用于电站调峰和 UPS 等。

储能装置在电网中所发挥的作用主要体现在以下几个方面:

(1) 削峰填谷

储能发挥削峰填谷的作用,改善了电力系统的日负荷率,使发电设备的利用率大大提高,从而提高电网整体的运行效率。电力生产过程的连续性,要求发、输、变、配电和用电在同一瞬间完成,因此发电、供电、用电之间必须随时保持平衡,而且电力系统必须有一定的发电备用容量。电力的需求在白天和黑夜、不同季节间存在巨大的峰谷差,从建设成本资源保护的角度出发,通过新增发输配电设备来满足高峰负荷的需求变得越来越困难,用户对供电的可靠性和调峰的要求也越来越高。如今,丰富的可再生能源和分布式资源却得到越来越多的应用,这些特点使得分散的储能系统的重要性日益增加。如果能够建立起既经济反应又快速的调峰电站和大规模储能系统,那么可以将低谷电能转化为高峰电能,这是实现发电和用电间解耦及负荷调节的有效途径,也是电力工业市场化的前提。同时,还可以减少电网对发电设备的投资,提高电力设备的使用率,减小线路损耗,提高供电可靠性,创造巨大的经济效益和社会效益。

(2) 提供应急电源,提高可靠性,改善电能质量

在发生突发事故和电网崩溃时,为防止医院、消防、通信、银行等重要负荷区电力中断,储能设备将充当不间断电源/应急电源,可为电网恢复争取时间,避免损失扩大。同时,可以借助于电力电子变流技术,实现高效的有功功率调节和无功控制,快速平衡系统中由于各种原因产生的不平衡功率,减小扰动对电网的冲击,改善用户电能质量。对于供电紧张的电力系统来说,分布式储能系统可以有三种方式来实现可靠供电:①电能存储系统可作为电网应急备用电源迅速投入运行,从而提高供电可靠性;②将对供电负荷需求从峰值时刻转移到负荷低谷时刻;③在强制停电或供电中断的情况下向用户提供电能。另外,储能系统还可以通过快速的无功调节来稳定供电端的电压质量。

(3) 改善电网特性

将储能设备与先进的电能转换和控制技术相结合,可以实现对电网的快速控制,改善电网的静态和动态特性。受自然条件限制,可再生能源发电具有很大的随机性,直接并入电网会对系统造成一定的冲击,增加系统不稳定的因素。将风能等可再生能源作为储能装置的充电电源,可以为可再生能源的使用提出一个新的思路。储能装置具有转换效率高且动作快速的特点,能够与系统独立进行有功、无功的交换。因此,储能装置可以根据系统负荷变化快速调整出力来稳定系

统频率及减少不必要的联络线功率流动。研究表明,储能装置的投入可以有效改善系统频率,解决旋转备用不足的问题。

(4) 满足可再生能源系统的需要

预计到2020年,我国以风电、光伏发电为代表的可再生能源装机容量在电源占比中将提升至15%。电力系统对发电装置的安全、可靠要求极为严格,而间歇电源自身的随机波动特性,使之很难胜任这一要求,随着电网中间歇式能源占比的逐年上升,电网将面临考验。通过研发高效储能装置及其配套设备,与风电/光伏发电机组容量相匹配,支持充放电状态的迅速切换,确保并网系统的安全稳定已成为可再生能源充分利用的关键。储能技术将在平抑、稳定风能发电或光伏发电的输出功率和提升新能源的利用价值方面具有重要作用。储能技术在间歇性电源领域的应用,涉及装置集成与系统控制、特性归纳与建模仿真、大电网侧布点选择与储容配置,以及应用优化与经济评估等多项关键技术问题。

风力、光伏等可再生能源发电设备的输出功率会随环境因素变化,储能装置可以及时地进行能量的存储和释放,保证供电的持续性和可靠性。应用储能装置是改善发电机输出电压和频率质量的有效途径,同时也增加了分布式发电机组与电网并网运行时的可靠性。

分布式发电系统可以与电网连接,实现向电网的馈电,并可以提供削峰、紧急功率支持等服务。而一些可再生能源分布式发电系统,受环境因素的影响较大,因此无法制订特定的发电规划。如果配置储能装置,就可以在特定的时间提供所需电能,而不必考虑此时发电单元的输出功率,只需按照预先制定的发电规划进行发电。

随着可再生能源应用规模日益增大,利用高效、安全的大规模储能装置改善风电、光伏等间歇性电源的运行特性,提高其并网应用能力已成为业内共识,并已经取得大量成果。目前,国外已有若干大规模储能系统应用的典型范例。

多年来日本一直致力于具有广泛应用价值的大规模储能系统,日本NGK公司是目前世界上能够生产和应用钠硫电池的大规模储能系统厂商代表,它生产的商业电池使用寿命15年,循环寿命2500次(100%深度充放电)、4500次(90%放电条件,是铅酸蓄电池的近10倍),能源转换效率高于83%。根据应用对功率和储能要求的不同,钠硫电池模块可以组合构成大的储能系统。目前在全世界已经开展200多项钠硫电池储能系统示范应用。早在2000年8月到2002年2月,日本NGK公司在日本NEDO(日本新能源与工业技术发展组织)的支持下,将400kW/800kW·h钠硫电池系统与500kW风力发电机组集成,在丈八岛风电场开展并网示范。实验表明,大规模储能系统可以有效持续地控制系统的功

率输出,将风力发电机组的输出波动抑制到 2% 以下,达到平稳风电的目的。2008 年 5 月,日本青森县安装了 34MW 钠硫电池系统用于平滑 51MW 风力电场的出力。由于储能/风电功率比达到 2/3,所以风电场输出波动可有效地控制在 2% 以内,而预测误差则小于 10%。

另外,日本住友公司在全钒液流电池的制造具有较强的实力,并安装了大规模储能系统用于日本的示范工程。早在 2001 年 3 月,住友公司在 NEDO 的支持下,在北海道风电场将 150kW/900kW·h 全钒液流电池与单个 270kW 风力发电机组集成,用于平衡风力发电与负荷的需求,展示了良好的运行示范结果。2006 年,住友公司在 NEDO 支持下,在北海道的占前(Tomamae) 30MW 风电场内,以功率的 20% 配比安装 4MW/6MW·h 储能系统用于平滑风力风力发电机组输出。

此外,2003 年,Pinnacle VRB 公司在澳大利亚金岛(Kingland)风电场建成 250kW/2MW·h 的大规模储能系统,用于平稳风力发电机组输出;2006 年在爱尔兰 Sorna Hill 风电场签订合同建设 2MW/12MW·h 风电储能系统。

从已有的示范工程或示范实验系统来看,大规模储能系统或充当缓冲单元,或充当电源储备,都有效改善了风电或光伏输出功率的波动性,减轻了间歇电源系统对电网的冲击,并提高了风电或光伏的预测准确度,为可再生能源并网利用和调度带来了便利。目前,风电、光伏等可再生能源在世界许多国家均呈现快速发展的势头,而且面临的问题也不尽相同。由于大规模储能系统在间歇电源系统中的应用还处于起步阶段,大力开展大规模储能系统在风电系统应用技术研究具有重要意义。

1.5 政策法规、标准规范

1.5.1 与风光储相关的政策法规

为规范风电、光伏系统的有序、规模发展,2011 年伊始,国家能源局、发展改革委等部门,先后颁布了系列强有力的保障措施,从其密集程度及频次,便可窥豹一斑:《关于规范风电开发建设管理有关要求的通知》、《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》、《关于居民生活用电试行阶梯电价的指导意见》、《关于印发风电场功率预测预报管理暂行办法的通知》、《关于做好 2012 年金太阳示范工作的通知》等不胜枚举。总之,政策要求各地要严格按照国家能源局下达的核准计划开展项目核准工作,不得擅自核准计划外的风电项目。对未

列入风电项目核准计划的项目，电网企业不予接受并网运行，不能享受国家可再生能源发展基金的电价补贴。对于风电资源丰富的“三北”地区，风电场运行困难、大量弃风问题已经成为当前风电发展的重要制约因素，各省市要高度重视风电场运行管理工作，通过开展风电场功率预测预报、提高风机技术水平、加强需求侧管理、开展风电供热或储能等多种措施，积极开拓风电市场、提高风能利用率。现将各项政策初步解析如下，供读者参考。

1. 《风电场功率预测预报管理暂行办法》

相关条款：第九条 风电场功率预测系统提供的日预测曲线最大误差不超过25%；实时预测误差不超过15%。全天预测结果的方均根误差应小于20%。

解读：《风电场功率预测预报管理暂行办法》中要求所有并网运行风电场都具有风电功率预测预报的能力，并按要求开展风电功率预测预报。同时，需执行电网调度机构下达的日发电调度计划曲线（包括实时滚动修正的计划曲线）和调度指令，及时调整有功出力。对于考核不合格者要求进行整改，甚至不得并网运行。整改以及不得并网，将给风电场带来很大的经济损失，因此考核指标对各个并网风电场都十分重要。风电场配备相应的储能系统将大幅提高风电场跟踪调度计划曲线的能力，风电场整体出力将更灵活，确保考核结果良好，减小不能并网的风险。为满足《风电场功率预测预报管理暂行办法》中的明确数值规定，除提高现有功率预测水平外，储能也不失为一种破解该问题的有效途径。

2. 《国家发展改革委关于调整华中电网电价的通知》

相关条款：第四项提出：根据可再生能源发展需要，按照《可再生能源法》和我委印发的《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》（发改价格[2006]7号）有关规定，将向除居民生活和农业生产以外的其他用电征收的可再生能源电价附加标准提高至每千瓦时0.8分钱。

解读：可再生能源电价附加标准的提高有利于提高可再生能源发电企业的积极性，促进可再生能源的发展，随着风电、光伏系统的单位造价成本降低，而上网电价的补贴，为借助储能系统来改善现有间歇能源的电能质量，提供了有力的保障，有利于带动储能产业的发展。

3. 《关于居民生活用电试行阶梯电价的指导意见》

相关条款：第三项中将城乡居民每月用电量按照满足基本用电需求、正常合理用电需求和较高生活质量用电需求划分为三档，电价实行分档递增。“起步阶段指导性方案”中指出各地第一档电量，原则上按照覆盖本区域内80%居民用户的月均用电量确定；第二档电量，按照覆盖区域内95%居民用户的月均用电量确定，起步阶段电价提价标准每度电不低于5分钱；第三档电量，为超出第二

档的电量，起步阶段电价提价标准每度电为 0.3 元左右。

解读：阶梯电价的实行，为储能系统在电网中的削峰填谷奠定了经济基础，随着储能系统单位造价成本的日益递减，加之电价调节机制，会为储能系统参与电网调节提供有利契机。峰谷电价机制将有可能拉动储能的快速应用。居民峰谷电价的实行加之民众对应急后备电源的需求，将进一步打开家庭储能应用的市场。目前，家庭储能系统在日本及德国等海外地区已经有良好的市场态势，比亚迪、三星 SDI、松下、NEC 和德国 KAVO 新能源公司都宣布进军家庭储能系统市场。此外，实行阶梯电价后电网企业增加的收入，将有一部分用于可再生能源发电补贴。这又为储能可在再生能源发电并网的应用方面提供了经济支持。

4. 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》

相关条款：第十一章第三节中明确指出：“适应大规模跨区输电和新能源发电并网的要求，加快现代电网体系建设，进一步扩大西电东送规模，完善区域主干电网，发展特高压等大容量、高效率、远距离先进输电技术，依托信息、控制和储能等先进技术，推进智能电网建设，切实加强城乡电网建设与改造，增强电网优化配置电力能力和供电可靠性”。

分析：长期以来，储能技术产业化一直受制于政策、技术成本两大因素未能得到迅速发展。《纲要》中对储能的描述是作为一种先进技术支撑电网建设，这道出了储能的核心。依据《纲要》，专门设立了储能方向，除原有的项目之外，针对低成本、高性能化学储能关键技术研究，下设了六个研究方向：长寿命锰酸锂系储能电池关键技术及示范，低成本钛酸锂系储能锂离子电池关键技术及示范，新型锂硫化学储能电池的关键技术研究，硅基新型化学储能电池的关键技术研究，高比能、低成本的新型超级电容器关键技术研究和其他新型化学储能技术研究，以期突破开发适用于智能电网、可再生能源发电的化学储能关键技术，研制大规模储能用的低成本、高性能储能电池。

5. 《金太阳示范工程项目目录》

相关条款：《金太阳示范工程项目目录》中项目分为 3 类：大型并网光伏发电项目（35 个）、无电地区光伏发电项目（18 个）、用户侧并网发电项目（222 个），共 275 个项目。全部项目范围覆盖 29 个省市自治区。

解读：金太阳示范工程是我国促进光伏发电产业技术进步和规模化发展，培育战略性新兴产业，支持光伏发电技术在各类领域的示范应用及关键技术产业化的具体行动，计划在 2~3 年时间内实施完成。纳入金太阳示范工程的项目原则上按光伏发电系统及其配套输配电工程总投资的 50% 给予补助，偏远无电地区的独立光伏发电系统按总投资的 70% 给予补助。大量光伏示范工程的上马，将

拉动相应储能的需求。以张北风光储输示范工程一期为例,风电 100MW,光伏 50MW,储能 20MW。

6. 《合同能源管理项目财政奖励资金管理暂行办法》

相关条款:《合同能源管理项目财政奖励资金管理暂行办法》中指出“奖励资金由中央财政和省级财政共同负担,其中:中央财政奖励标准为 240 元/吨标准煤,省级财政奖励标准不低于 60 元/吨标准煤。”

解读:《合同能源管理项目财政奖励资金管理暂行办法》对财政奖励资金的支持对象、范围和支持条件作了明确的规定,并对支持方式和奖励标准进行详细的说明。以辽宁电网为例,2010 年风电场弃风电量约 10 亿 kW·h,按每千瓦时耗煤 300g 计算,因弃风而浪费的标准煤约为 30 万吨,若能将全部弃风利用,仅辽宁电网风电方面的每年的节能奖励就将达到 9000 万元。储能设备的介入将有效提高风电利用小时数,减少弃风量。

1.5.2 与风光储相关的技术标准

随着大规模间歇性可再生能源的应用,供需平衡是需要解决的主要问题,而储能技术正是解决可再生能源间歇性问题的有效方法。然而现有 IEC 和 IEEE 标准几乎没有储能系统接入电网的相关标准。在 2012 年年初,国家电网公司下属中国电力科学研究院制定的智能电网系列标准之一《储能系统接入电网测试标准》(Energy-Storage Test Procedures for Equipment Interconnecting Electric Energy Storage with Electric Power Systems),正式列为 IEEE P2030.3 标准。

国内,国家电网公司智能电网标准框架体系中,大容量电能存储作为发电专业的一个分支,包括接入电力系统的技术规定标准系列、并网特性测试标准系列、并网运行控制标准系列、监控系统功能规范标准系列、监控设备标准系列 5 个标准系列。目前,仅有一项关于储能的国家电网公司企业标准 Q/GDW564《储能系统接入配电网技术规定》在 2010 年发布。该规定在储能系统接口装置、接地与安全、电能质量、功率控制与电压调节、继电保护、自动化与通信、电能计量方面对储能系统接入配电网做了相关的技术规定。另外 3 项国家电网公司企业标准《储能系统接入配电网运行控制规范》、《配电储能系统并网测试规范》、《锂离子电池储能装置并网技术要求》正在制定中。

由于储能系统接入电网还没有相关的标准,根据大容量新能源发电并网及大容量电能存储接入电网的应用需求、技术成熟度及发展趋势,参考光伏发电、风力发电接入电力系统等相关标准,初步提出未来标准体系框架如下:

(1) 大容量储能系统接入电力系统的技术规定标准系列

为保证大容量储能系统并网后电网的安全稳定运行,需要根据实际情况,对大容量储能并网提出合理的要求,制定大容量储能接入电网技术标准,对大容量储能系统的并网方式和电能质量、有功功率、无功功率、运行电压、电压调节、运行测试、通信与信号等方面提出技术要求。

(2) 大容量储能系统并网特性测试标准系列

大容量储能系统并网特性测试是检验大容量储能系统是否满足并网技术条件的有效手段。通过大容量储能系统并网特性测试,可以检验储能系统是否符合并网技术要求,保证储能系统接入后电网安全稳定运行。该标准系列主要规定大容量储能系统并网测试的内容、方法和步骤等,并对测试设备提出技术要求。

(3) 大容量储能系统并网运行控制标准系列

间歇性新能源具有较大的随机性和波动性,储能与电网的协调运行对电网安全稳定至关重要。该标准系列主要结合间歇性新能源并网运行情况,对大容量储能系统的运行、调度、控制及维护等提出技术要求。

(4) 大容量储能系统监控系统功能规范标准系列

为实现大容量储能系统与智能电网中其他系统的统一协调控制,需要通过监控系统对大容量储能系统进行实时监控。该标准系列主要规定监控系统的总体构架、基本功能及技术指标。

(5) 大容量储能系统监控设备标准系列

为实现大容量储能系统监控设备与智能电网中其他能源系统、设备或装置的互连对接,需要制定大容量储能系统监控设备标准,对大容量储能系统监控设备的监测、通信接口、继电保护等做出技术规定。

1.5.3 政策法规、技术标准对储能的促进作用

政策方面已经由开始时的只关注新能源,到现在逐渐延伸到储能领域。鼓励政策对鼓励对象的描述也日益清晰,鼓励措施逐渐加大。随着对储能重要性的认识逐渐深刻,预计国家政策会逐步向储能领域倾斜,储能产业前景会越发光明。储能产业政策群正在形成。储能系统与发电不同,它的经济性指标往往难以以某一种标准来量化评价,例如评价发电站的经济性时常用的平均发电成本指标等。储能系统的经济价值应主要由它所发挥的作用而带来的经济效益来评价。储能技术经济效益分析如下:

(1) 提高新能源发电接入能力,降低风电场弃风损失带来的经济效益

风电出力的随机性影响并网点供电品质,而电网建设速度又跟不上风电场建设的快速发展,导致风电场并网发电过程中,存在严重的弃风问题。以2010年

1~6月全国风力发电上网为例,上网电量约为230亿kW·h,未收购电量约为30亿kW·h,弃风量约占风电总发电量的13%,以上网电价约0.6元/kW·h计算,直接经济损失约为18亿元,全年直接造成经济损失约36亿元。

风电场中配置储能系统可有效平抑风电场出力的波动性,提高风电利用小时数,减少弃风量,带来显著的经济效益。

(2) 提高风功率预测准确度带来的经济效益

2011年6月9日,国家能源局下达了《关于印发风电场功率预测预报管理暂行办法的通知》,通知提出了提交预测预报要求,包括日预报要求和实时预报要求。其中,日预报要求并网风电场每日在规定时间内按规定要求向电网调度机构提交次日0时到24时每15min共96个时间节点风电有功功率预测数据和开机容量;实时预报要求并网风电场按规定要求每15min滚动上报未来15min至4h风电功率预测数据和实时的风速等气象数据。办法对预测的误差提出了要求,指出日预测曲线最大误差不超过25%,实时预测误差不超过15%,全天预测结果的方均根误差小于20%。该办法定于2012年7月1日起正式运行,长期预测准确度差的风电场企业应按有关要求整改。

西班牙在风电上网条件方面也有其政策上的规定,具体做法是:国家电力库系统在向各发电企业收购发电量时,要求各电网企业必须提前一天报出各个时段(每天6个大时段以及24个小时段)的上网电价以及预测的上网电量,电力库再根据第二天各时段的用电需求预测情况,决定购买哪些发电企业的电力。对于常规能源发电企业,如果实际的上网电量与预测的发电量相差超过5%,则发电企业需要向电力库支付超过上网电价数额的罚款,相差比例越高,罚款的倍数越大。但对于风电,考虑其发电量预测的难度,规定只有当相差比例超过20%时,才需要支付罚款,并且罚款的额度与常规电力企业超过5%需支付的罚款额度相当。当然,如果风电预测和实际所发电量相差比例越高,则罚款倍数也加大。

储能接入风电场能够实现跟踪计划出力的功能,一方面能够避免因预测准确度差被迫整改期间,因不能并网发电带来的经济损失;另一方面可预防预测误差过大带来的罚款问题。

(3) 国内峰谷电价政策下,用电低谷期蓄能,节约用电成本

为提高电能利用效率、促进电力资源优化配置,2011年11月由国家发展改革委、工业和信息化部、财政部、国务院国有资产监督管理委员会、国家电力监管委员会、国家能源局联合发行的《电力需求侧管理办法》中明确提出:推动并完善峰谷电价制度,鼓励低谷蓄能,在具备条件的地区实行季节电价、高可靠性电价、可中断负荷电价等电价制度,支持实施电力需求侧管理。

1.6 大规模储能技术的发展趋势

随着可再生能源的飞速发展，储能技术也得到了日新月异的发展，取得了一系列新进展，主要表现在下述五个方面。

(1) 储能作用日益凸显

储能系统在提升电网接纳间歇电源能力、提高电网安全可靠运行能力、改善电能质量等诸多方面的显著作用，已逐步得到了国内外业界的普遍认同。借助储能来平抑间歇电源波动、改良输出特性的示范工程在日本得到了推广，我国也开展了深入研究、陆续部署了多项示范工程。美国也成为继我国之后的大力推广储能技术的又一大国。

(2) 电池类型选取逐步清晰

电池储能技术中，钠硫、液流、锂电为三大主流技术。其中，锂电池储能发展最快，逐步成为主力军。因其固有的成熟产业链条，并且随着纳米技术、新材料合成技术的发展，锂电价格下降空间日益增大，在储能系统规模化应用中，锂电池逐步成为首选。

(3) 电池材料性能显著提高

国际知名公司陶氏化学、杜邦公司等纷纷进军锂电池材料行业，开发先进的电池材料。它们采用耐高温的聚酰亚胺和纳米纤维作为新型电池的隔膜，来提高现有电池的效率，提升电池的电量，并延长其使用寿命。随着各项新型技术的应用，电池材料、隔膜性能得到了显著提高，价格逐步走向合理。

(4) 储能核心技术基本掌握

针对储能技术在智能电网建设和可再生能源发电普及应用对储能系统的重大技术需求，从国家层面对锂电池储能系统核心技术进行了立项研究，基本掌握了锂电池成组技术、系统集成技术及其在可再生能源中的典型应用技术。

(5) 标准与规范逐步完善

IEC、中国电力企业联合会、国家质量监督检验检疫总局等权威机构也密切关注储能技术的发展。依据我国储能技术的发展状况和技术需求，我国全面开展了储能系统中各项相关技术标准的制定和修订工作，以规范储能系统各项性能指标、推动储能行业健康有序发展。

第2章 风力发电系统运行特性

风力发电系统的输出特性，取决于当地的气象条件、机组类型、地理环境等众多因素。风速的随机性导致风电系统输出呈明显的间歇性、波动性，在不同时间尺度、地理尺度上具有不同的特点。总的来说，风电输出具有随机波动性、不可控性、相关性、广域互补性及难以精准预测等特点，要实现其在并网应用或分布式发电以及智能电网中的规模化应用，需要掌握其运行特性。

2.1 概述

风电场所建地通常地处视野开阔、风资源丰富、人烟稀少的地区，理想的风电场应不受季节的显著影响，或者大风月与小风月有规律可循，从而便于实现风电并网调度自主性。可见，对风电场出力曲线的规律研究，对实际应用具有良好的指导意义。本章对风电场出力特性分析以辽宁某风电场为例，依托典型风电场历史运行数据展开。

鉴于风电的历史运行数据往往存在重复、失真和缺失等问题，首先介绍了风电数据的预处理方法，并在展开风电出力特性分析时，以经预处理后的风电数据为样本，保障了研究结果的可靠性。在认识了风电的出力特性之后，本章还系统地介绍了风电系统的数学建模，该部分研究紧贴风电并网现状，从转子侧变流器、网侧变流器、DFIC 数学模型和风力发电机数学模型四部分展开，最后从电网的安全稳定运行对接入电源的约束出发分析了电力系统的风电接纳能力。

2.2 风电数据预处理方法

现实世界中的数据大体上都是不完整的数据，无法直接进行数据挖掘，或挖掘结果差强人意，为了提高数据挖掘的质量产生了数据预处理技术。

目前国内外关于风电输出特性的研究都是依据风电输出的历史数据，基于统计学理论展开，因此风电数据样本的有效性、完备性直接影响研究的结论。由于种种原因，在风电场采集数据过程中往往存在数据重复、失真和缺失的现象，这就要求提出有效的数据预处理算法，能够对采集到的风电历史数据进行必要的预

处理。

2.2.1 数据预处理原则

基于对多个国内典型风电场数据的处理经验及参考国外相关文献可以看出,目前风电原始数据主要存在数据重复、失真及缺失这三个问题。

进行数据预处理的第一步,首先依据 GB/T 18710—2002 中计算原始数据的完整率的方法评价原始数据样本的完整率,计算公式如下:

$$\text{有效数据完整率} = \frac{\text{应测数目} - \text{缺失数目} - \text{无效数据数目}}{\text{应测数目}} \times 100\% \quad (2-1)$$

式中,应测数目为测量期间小时数;缺失数目为没有记录到的小时平均数;无效数据数目为确认为不合理的小时平均值数目。

以浙江省某风场风速数据样本为例,该数据样本含 2009 年 9 ~ 11 月期间风机 FJ1 ~ FJ14 的风速数据。每两个风速数据的采样时间间隔为 30s,其中存在缺失数据情况,参照 GB/T 18710—2002,缺失数据统计结果见表 2-1。

表 2-1 浙江省某风场风速数据缺失情况以及数据完整率

数据缺失情况			风机号	数据完整率
9 月	10 月	11 月		
1 日 FJ1 ~ FJ14 00:00 ~ 15:40:38 缺失	6 日 FJ1 ~ FJ14 00:06:33 ~ 24:00:00 缺失	3 日 FJ11 ~ FJ14 02:56:51 ~ 11:15:24 缺失	FJ1	83.75%
2 日 FJ1 ~ FJ14 全无,	7 日 FJ1 ~ FJ14 0:00:00 ~ 00:04:30	20 日 FJ1 ~ FJ14 00:06:31 ~ 24:00:00 缺失	FJ2	83.20%
3 日 FJ1 ~ FJ14 00:00:00 ~ 00:03:22 和 14:32:13 ~ 17:11:41 缺失	13 日 FJ1 ~ FJ14 11:06:28 ~ 24:00:00 缺失	21 日 FJ1 ~ 14 00:00:00 ~ 00:07:15 缺失	FJ3	81.46%
12 日 FJ1 有重复 8 号的数据, 00:00 ~ 14:37 缺失	14 日 FJ1 ~ FJ14 全无 15 日 FJ1 ~ FJ14 00:00:00 ~ 17:07:44 和 20:33:16 ~ 24:00:00 缺失	25 日 FJ6 ~ FJ14 17:41:23 ~ 24:00:00 缺失	FJ4	85.21%
14 日 FJ1 ~ FJ14 全无	16 日 FJ1 ~ FJ14 00:00:00 ~ 10:06:17 缺失	26 日 FJ6 ~ FJ14 00:00:00 ~ 10:22:39 缺失	FJ5	82.78%
15 日 FJ1 ~ FJ14 全无	17 日 FJ1 ~ FJ14 20:38:34 ~ 24:00:00 缺失	28 日 FJ11 11:49:23 ~ 24:00:00 出现了 1990 - 01 - 01 的数据	FJ6	84.25%
16 日 FJ1 ~ FJ14 00:00 ~ 15:22 缺失	18 日 FJ1 ~ FJ14 0:00:00 ~ 09:18:48 缺失		FJ7	82.92%
17 日 FJ1 ~ FJ14 19:15 ~ 24:00 缺失	23 日 FJ1 ~ FJ14 全无 31 日 FJ1 ~ FJ14 00:05:26 ~ 24:00:00 缺失		FJ8	82.97%
18 日 FJ1 ~ FJ14 00:00 ~ 15:13 缺失			FJ9	82.19%
22 日 FJ1 ~ FJ14 9:40 ~ 24:00 缺失			FJ10	82.28%
23 日 FJ1 ~ FJ14 全无			FJ11	77.52%
24 日 FJ4 ~ FJ14 00:00 ~ 24:00 缺失			FJ12	80.40%
25 日 FJ8 ~ FJ14 00:00 ~ 10:00 缺失			FJ13	79.40%
			FJ14	79.58%

针对数据重复、失真和缺失这三大问题的判断依据及处理原则可参考表 2-2。

表 2-2 判断依据及处理原则

判断项目	依据	处理原则
数据重复	采样时间及数据重复	删除重复数据
数据失真（当采样时间间隔 $\geq 1\text{min}$ ）	超出边界条件或连续多个数据相同且不为零	对失真数据的前五个数据取移动平均修正失真数据
数据缺失	数据缺失	数据补齐

其中，判断数据失真的判据，仅考虑了数据的采样时间间隔大于等于 1min 的情况，判断原则为超出边界条件或连续多个数据相同且不为零。风电出力数据的边界条件为 $[0, \text{装机容量}]$ ，风速数据的边界条件为 $[0, 40]$ （参考 GB/T 18710—2002《风电场风能资源评估方法》）。考虑到风速和风力发电机出力的间歇波动性，数据采样时间间隔不小于 1min 时，正常情况下，不会出现连续多个相同且不为零的数据，可通过对失真数据前面的连续五个数据取移动平均修正该失真数据。

在数据预处理过程中，针对缺失数据的处理较繁琐而且重要，在下一节中将重点介绍。

2.2.2 补齐缺失数据

由于采集数据的条件限制，经常会产生缺失数据的现象，如果缺失数据的产生与研究变量有关，则定义为不可忽略的；如果缺失数据是随机出现的，就将缺失数据产生机制定义为可忽略的。风电出力特性的分析基于风电的历史采样数据，所以风电出力数据的缺失时不可忽略的。

缺失数据是指粗糙数据中由于缺少信息而造成的数据的缺失、聚类 and 分组。它指的是现有数据集中某个或某些属性的值是不完全的。缺失数据模式描述了整个数据集中观测值与缺失值的对比情况，在整理出数据集不同变量之间的关系之后，对不同的缺失数据采用不同的填补算法。缺失数据的模式分几种情况：

(1) 单变量缺失模式

单变量缺失模式如图 2-1a 所示。缺失的数据仅限于单个变量，如对于风力发电数据， S_1 表示风力发电功率，存在缺失数据，而 S_2, S_3, S_4 分别代表风速、电压、时间，这些变量是可以完全观测到的，不存在缺失。

(2) 多变量缺失模式

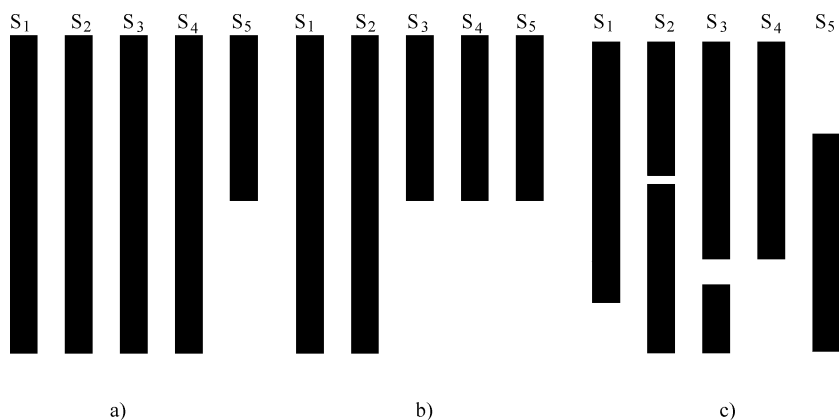


图 2-1 缺失数据的模式

多变量缺失如图 2-1b 所示。从第 j 个变量开始，以后所有缺失数据都类似或相同，如风力发电功率和风速数据同时缺失。

(3) 一般缺失模式

一般缺失模式如图 2-1c 所示。数据的缺失具有偶然性，没有规律可循，这是最一般和最典型的数据缺失模式，如风力发电数据中某个时间段，功率、风速随机缺失。

对于不同的缺失数据模式，需要采用不同的数据填补方法。对单变量缺失模式，可采用最近距离插补法；对多变量缺失模式，可采用基于 ARMA 模型的数据填补方法。鉴于篇幅有限，本节仅对最近距离插补法进行介绍。

对于单变量缺失模式，可采用最近距离插补法。算法根据缺失变量在辅助变量上的接近程度来选择赋值单元，即利用辅助变量，定义一个测量各单元之间距离的函数，选择满足设定条件的、辅助变量中单元对应的变量 S 作为插补值。最近距离插补法原理是：两个具有最近距离实例的关系最密切。设风电功率单元 i 的目标变量值 y_i 缺失，但辅助变量风速数据 x_i 已知，则构造公式可定义为

$$z_i = f(X_i) = y_i \quad (2-2)$$

式中， z_i 为第 i 个风电功率单元的插补值； X_i 为构造距离函数的矢量； $f(x)$ 为赋值函数。

输入值为 X_i 时，赋值函数返回满足 $d(i, j) = \min d(i, j)$ 的 X_j 所对应的值为 y_j ，即缺失的风电功率单元。这里， $d(i, j)$ 为单元 i 和 j 之间的距离函数。该距离通常用 Minkowski 距离来计算，它的计算公式为

$$d(i, j) = (|x_{i1} - x_{j1}|^q + |x_{i2} - x_{j2}|^q + \cdots + |x_{ip} - x_{jp}|^q)^{1/q} \quad (2-3)$$

式中， q 是一个正整数，当 $q = 2$ 时，是欧式距离。通常不同的数据集，采用不同的 q 值，而采用不同的 q 值，会产生不一样的填充效果。表 2-3 是风电场数据样本。

表 2-3 风电场数据样本

样本	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
风速	6.2	6.3	7.1	7.6	6.1	6.9	7.5	7.4	7.0	6.4
功率	409.8	*	507.6	*	408.9	198.1	576.9	*	559.1	*
S^*		409.8		426.8				576.9		409.8
I^*		1		12				7		1
C	2		0		0	0	1		0	

以表 2-3 为例，最近距离插补法的演算步骤如下：

- 1) 表中第一行是样本单元 i ，这里选取 10 个风电场数据作为样本。
- 2) 第二行是风速，它是辅助变量，没有数据缺失的情况。
- 3) 第三行是风电功率，它为目标变量，其中 * 表示数据缺失。
- 4) 第四行 S^* 为最近距离插补值。例如 S_2 缺失，与其风速样本 x_2 (6.3) 距离最近的是风速样本 x_1 (6.2)，故用功率样本 $y_1 = 409.8$ 作为插补值，其他依此类推。
- 5) 第五行 I^* 表示最近距离的位置。例如功率样本 y_8 缺失，与其风速样本 x_8 距离最近的是风速样本 x_7 ，依此类推。
- 6) 第六行 C 表示功率样本 x_i 充当插补值的次数。

2.3 风电出力特性

2.3.1 风电场出力水平

本节基于辽宁某百兆瓦级风电场为例，展开风电场出力水平分析。该风电场地处辽宁省西部，锦州市东北端，位于东经 121°49′至 122°36′，北纬 41°29′至 42°08′之间，所处地区属温带大陆性季风气候，风力资源丰富。图 2-2 为该风电场 2010 年全年的有功功率输出及概率分布情况。

从图 2-2 中可看出，若以年为研究尺度，大部分时间内风电场出力水平较低。在大部分月内都有满负荷率（风电场输出总有功功率占风电场装机容量的百分比）超过 80% 的情况，同时也有风电场出力为 0 的情况，经统计得到全年风电场出力为零的时间共 17 天，没有达到满出力的情况，最大满负荷率约为

86%。风电出力波动范围较大，在部分天内，风电出力有短时间内在接近零出力与装机容量 80% 之间变化的现象。该风电场一年内有功输出小于装机容量 20% 的概率超过 50%，大于装机容量 50% 的概率不足 20%，通过计算得到输出的平均有功功率约为额定功率的 23%，风电场满负荷率超过 70% 的时间约占全年时间的 8%。

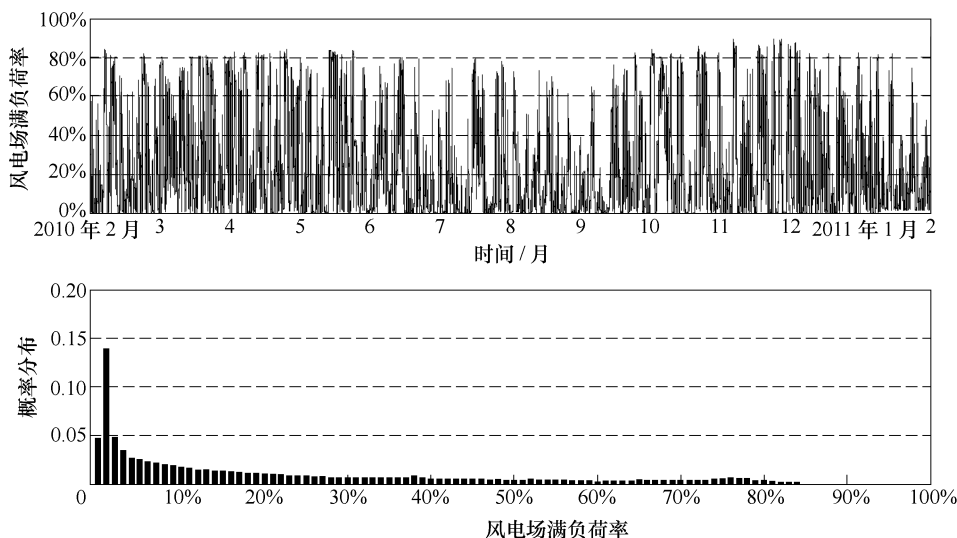


图 2-2 2010 年全年某风电场年有功功率输出及概率分布

该风电站所处的锦州地区大风天气半数以上出现在春季，占全年的 53%，其次冬季和秋季分别占全年的 18% 和 16%，夏季最少为全年的 12%。图 2-3 为锦州地区各月出现大风的平均次数，从图中可看出 3 月、4 月、5 月出现大风日数较多，4 月平均出现大风天数为 10 天，占全年总次数的 24%，3 月、5 月平均各出现 7 天，占全年总次数的 15%，8 月出现大风日数最少，平均不足 1 天，其次是 7 月和 9 月平均出现大风日数为 1 天。

从图 2-3 中可看出该地区风资源季节性明显，图 2-4 对比风电场各月平均满负荷率可以看出各月出力差异较大，春冬季出力多，3 月平均出力水平最高，达到了装机容量的 32%；夏秋季出力少，8 月平均出力水平最低，为装机容量的 13%。

从各月平均出力可看出，3~5 月是风电场的强风季节，7~9 月为风电场的弱风季节。

图 2-5、图 2-6 分别为风电场在强风季节和弱风季节的有功功率输出及概率分布图。

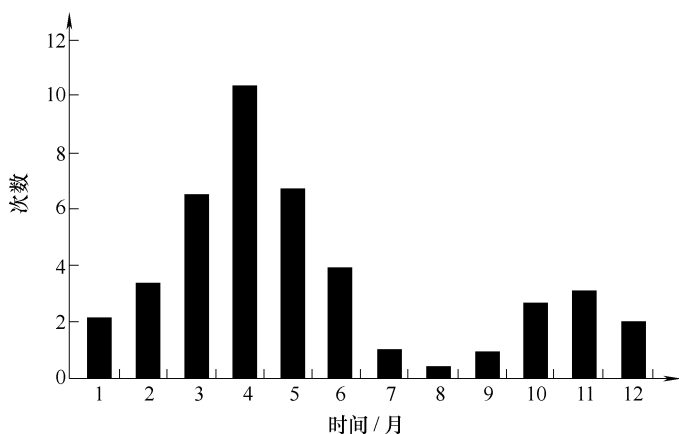


图 2-3 锦州地区各月出现大风平均次数

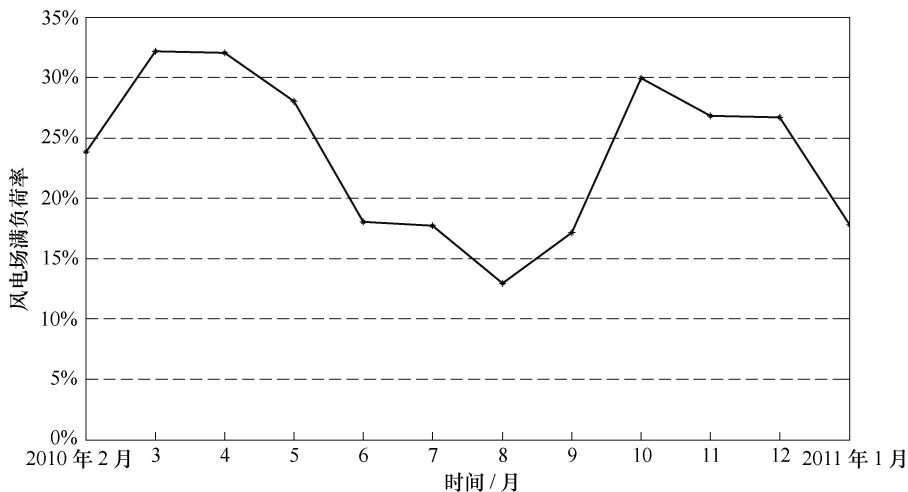


图 2-4 风电场出力月度平均值曲线

风电场强风季内的满负荷率的概率整体分布较全年分布更平均,如图 2-5 所示。强风季的最大满负荷率约为 85%。通过计算得到强风季输出的平均有功功率约为额定功率的 30%,风电场满负荷率超过 70% 的时间约占 3 个月时间的 14%。

从图 2-6 的概率分布的结果来看,在弱风季节中风电场的最大满负荷率约为 70%,通过计算得到风电场的满负荷率在 50% 以下的概率超过 90%,风电场平均有功输出不到风电场额定功率的 16%,风电场满负荷率超过 70% 的时间约占 3 个月时间的 1.6%。与强风季节相比,输出差异明显,这表明风电场的出力水平带有明显的季节性特点。

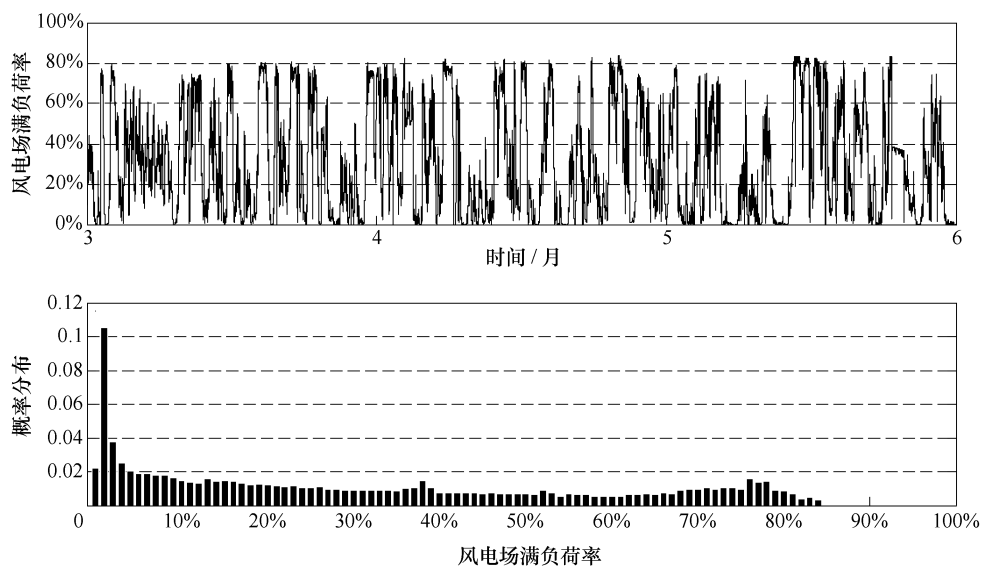


图 2-5 风电场强风季节有功功率输出及概率分布

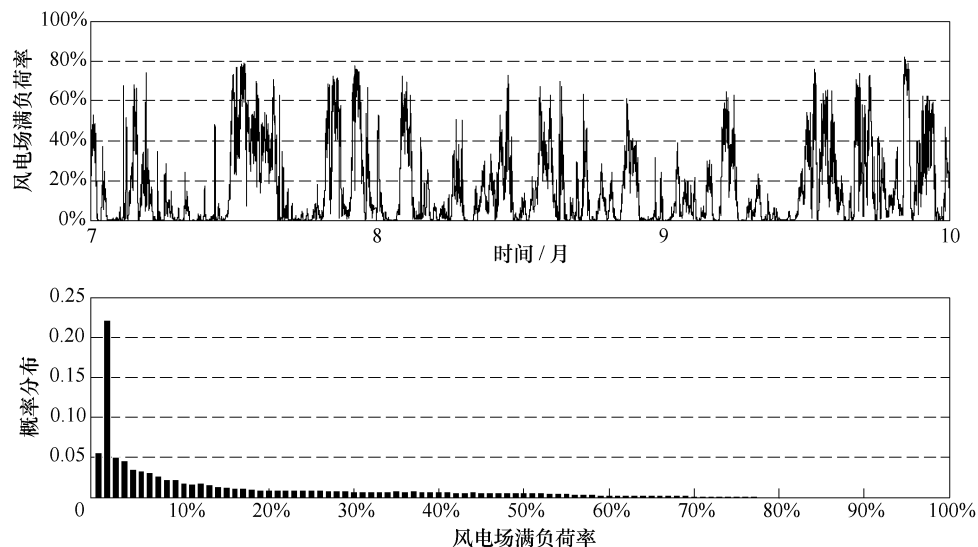


图 2-6 风电场弱风季节有功功率输出及概率分布

2.3.2 风电的出力波动特性

定义不同时间尺度下的波动率为出力波动占装机容量的百分比，即

$$\sigma = \frac{P_t - P_{t+\Delta t}}{P_n} \quad (2-4)$$

式中， P_t 表示 t 时刻的风场输出功率； Δt 表示时间间隔； $P_{t+\Delta t}$ 表示 $t + \Delta t$ 时刻的风场输出功率； P_n 表示风场总装机容量。

为了量化不同时间尺度下风电场的波动情况，分别以 1min、5min、10min、30min、1h、2h、5h 和 1 天等为时间尺度来分析该风电场的波动率分布情况。

图 2-7 为时间间隔为 1min 的功率波动率曲线和波动率分布图。

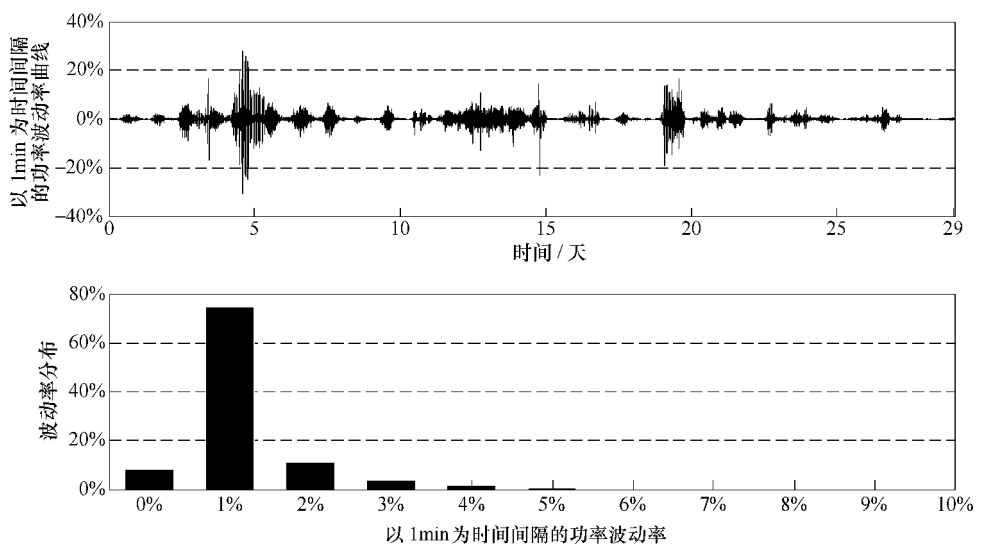


图 2-7 以 1min 为时间间隔的功率波动率曲线及波动率分布

鉴于不同时间间隔下的波动率大多数都分布在 33% 以内，表 2-4 列举出了波动率在 33% 以内的分布情况。

表 2-4 不同时间间隔的波动率在 33% 以内的分布情况

时间尺度 波动率范围	1min	5min	10min	30min	1h	2h	5h	1 天
0 ~ 2%	93. 65%	82. 16%	72. 15%	53. 36%	43. 15%	33. 97%	24. 3%	16. 37%
2% ~ 5%	5. 85%	14. 59%	20. 5%	24. 92%	23. 55%	20. 25%	15. 19%	15. 21%
5% ~ 7%	0. 26%	1. 98%	4. 04%	8. 23%	9. 08%	9. 49%	8. 78%	9. 06%
7% ~ 10%	0. 1%	0. 8%	1. 95%	6. 63%	8. 71%	10. 27%	9. 55%	10. 62%
10% ~ 15%	0. 09%	0. 31%	0. 97%	4. 13%	8. 82%	11. 2%	10. 72%	12. 07%
15% ~ 20%	0. 02%	0. 1%	0. 35%	1. 35%	3. 24%	5. 84%	9%	8. 72%
20% ~ 33%	0. 026%	0. 057%	0. 13%	0. 84%	2. 05%	5. 77%	12. 1%	11. 16%

从表 2-4 中不同时间间隔下的统计的波动率在 33% 以内的分布情况可以看出, 时间间隔越短, 波动率分布越集中, 并且集中在波动率较小的范围内, 随着时间间隔的增大, 波动率呈整体增大的趋势, 并且分布越来越分散。

根据现行的风电场并网标准 GB/T19963—2011《风电场接入电力系统技术规定》, 风电场有功功率变化应满足电网调度部门的要求, 风电场有功功率变化限制见表 2-5。

表 2-5 风电场有功功率变化限值推荐表

风电场装机容量/MW	10min 最大有功功率变化限值/MW	1min 最大有功功率变化限值/MW
< 30	10	3
30 ~ 150	装机容量/3	装机容量/10
> 150	50	15

参照国家标准, 统计该风电场出力符合并网条件的概率。

通过概率分析可以看出, 风电场 1min 和 10min 有功功率变化满足国家标准要求的概率均超过 99%, 可见现行国家标准对于风电场出力有功功率波动的限值是比较宽松的, 也体现了国家鼓励可再生能源发展的意愿。但是能量密度低、随机性、间歇性是风电固有的特性, 随着并网规模的扩大, 必然会危及电网的安全稳定运行, 给电网调频和备用容量规划带来很大挑战, 从而造成目前各大风电场弃风现象严重, 进而影响对可再生能源的利用效率和风电行业的经济效益。为了促进风电的大规模并网, 在电网现有的调峰调频能力条件下, 需提高风电并网要求, 提高风电质量。表 2-6 和表 2-7 中分别列出风电场风电满足 1min、10min 较小波动限值的概率分布情况, 图 2-8 和图 2-9 为对应的概率分布图。如果 30 ~ 150MW 级风电并网标准提高到 1min 波动限值为 0.2MW, 10min 波动限值为 0.7MW, 那么风电场出力满足要求的概率都接近 50%。

表 2-6 风电场 1min 有功功率变化幅值概率分布

1min 有功功率变化幅值概率分布					
变化限值/MW	0.2	1.65	4.124	8.25	≥ 8.25
变化限值占装机容量百分比	0.24%	2%	5%	10%	$\geq 10\%$
概率	49.13%	92.51%	99.51%	99.92%	0.08%

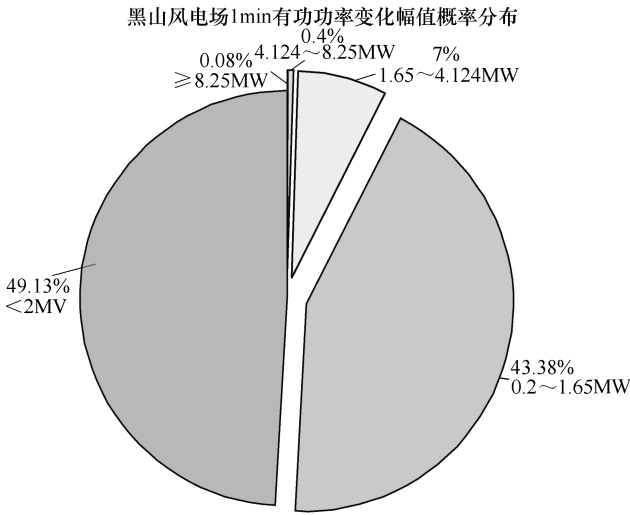


图 2-8 风电场 1min 有功功率变化幅值概率分布图

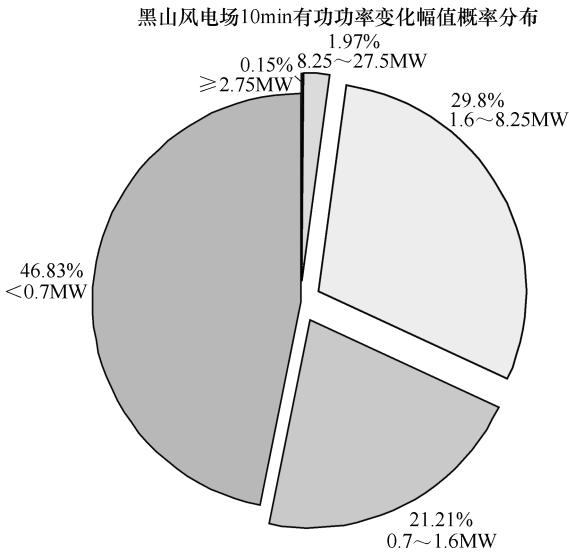


图 2-9 风电场 10min 有功功率变化幅值概率分布图

表 2-7 风电场 10min 有功功率变化幅值概率分布

10min 有功功率变化幅值概率分布					
变化限值/MW	0.7	1.65	8.25	27.5	≥27.5
变化限值占装机容量百分比	0.84%	2%	10%	33.3%	≥33.3%
概率	46.83%	68.04%	97.84%	99.85%	0.15%

2.3.3 风电的广域平滑特性

风电场一般由几十台甚至几百台风力发电机组组成,由于风电场(特别是大型风电场)占地面积很大,必然涉及同一风电场内机组地理分布的问题,也就是说,由于风速分布不同和相邻风为电机组间的尾流效应等,导致同一时刻、同一阵风引起的不同地理分布的风力发电机组的风况不一致。由于风电场的这种空间特性,风电场中风力发电机组的运行工况各不相同,使整个风电场的功率波动幅度和频率相对单台风力发电机而言大大减少,因此大型风电场往往显示出相对于单台风力发电机较好的输出功率特性,风电场的这种特性称为广域自平滑作用或集群效应。

广域自平滑特性在大规模风电并网应用中是不得忽略的重要特性之一,尤其在风储联合应用的容量配置过程中,应充分考虑风电场的广域自平滑作用。然而,无论以单台风力发电机为单位配置储能,还是以整个风储为单位配置储能都不是最优方案,风力发电机组的合理分组,将有助于提高自平滑特性在风储联合应用中发挥作用。基于风电场的有功功率数据,通过分析风力发电机群的广域自平滑作用,得到合理分组的相关依据。

首先分析装机容量与风力发电机群的广域自平滑作用的关系,通过分析不同台数的风力发电机群的风电出力波动和平均出力,研究装机容量与风力发电机群平滑作用的关系。

仍以辽宁百兆瓦级风电场为例,该风电场共有 66 风力发电机组,全部并网运行。对比采样时间间隔为 15min 时该风电场 5 台、10 台、15 台、20 台、25 台、30 台、35 台、40 台、45 台、50 台、55 台、60 台、65 台风力发电机的累加输出的波动率,分析风力发电机群的波动率与装机容量的关系,研究装机容量与风力发电机群平滑作用的关系。

图 2-10 是 15min 前后不同台数的风力发电机群的波动率随装机容量变化的概率密度分布图。为便于观察分析结果,作出图 2-10 的俯视图,如图 2-11 所示。

图 2-10 中波动率随装机容量的增加越来越集中的分布在波动率较小范围内,从图 2-11 可以更明显地看出这种趋势,随着装机容量的增大,图中央的颜色逐渐加深,即表示波动率分布在这个范围内的密度逐渐增大。也就是说,随装机容量的增加,波动率的分布越来越收敛,这说明风力发电机群自身具有互补平滑作用,并且随着风力发电机群装机容量的增加,自平滑作用增强,这也验证了大型风电场具有相对较好的输出功率特性这一说法。因此对风能资源的集中开发,建设大规模风电场甚至风电基地不仅具有明显的规模经济优势,还能够有效降低风

电出力波动率，有利于缓解电力系统的调峰调频的矛盾。

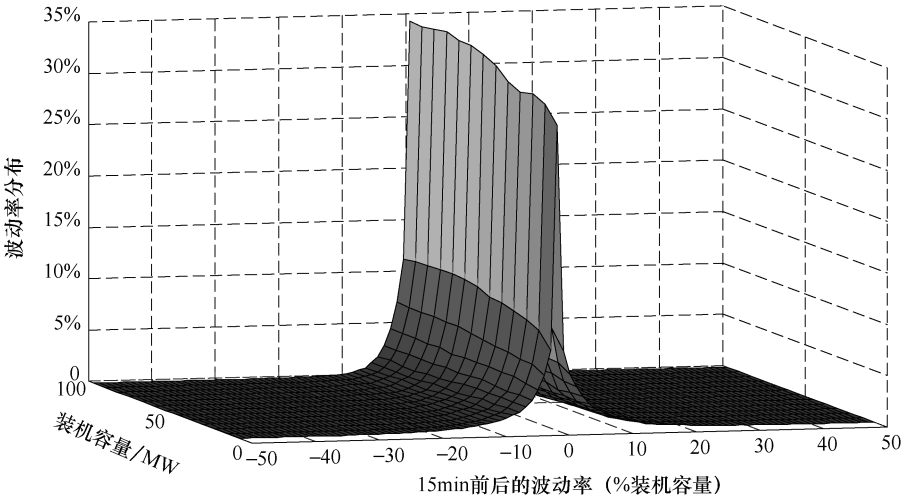


图 2-10 装机容量与波动率的概率分布关系

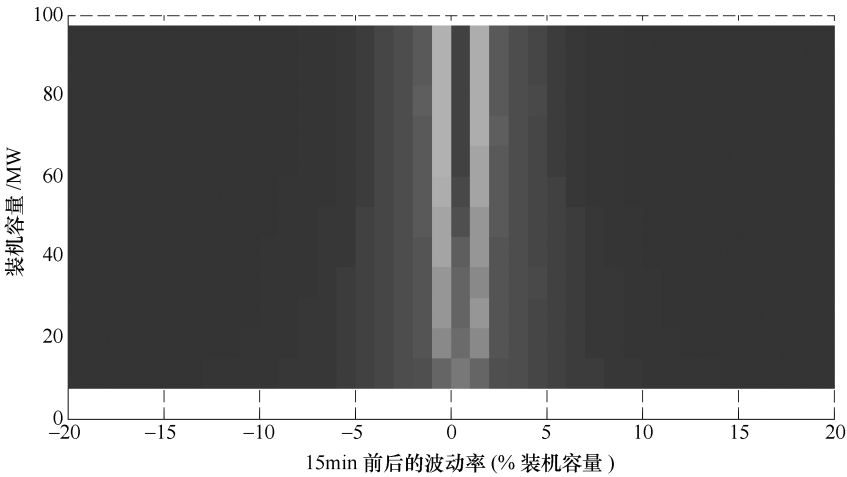


图 2-11 装机容量与波动率的关系

图 2-12 和图 2-13 为风电场的 5 台、65 台风力发电机的平均出力 15min 前后的分布情况，通过分析风力发电机的平均出力的波动与装机容量的关系，研究装机容量与风力发电机群平滑作用的关系。

对比图 2-12 和图 2-13，可以看出 65 台风力发电机 15min 前后的平均出力明显更集中分布在图的对角线周围，说明 65 台风力发电机的平均出力在 15min 前后波动较 5 台风力小，说明 65 台风力发电机出力的波动小于 5 台风力发电机出力的波动。

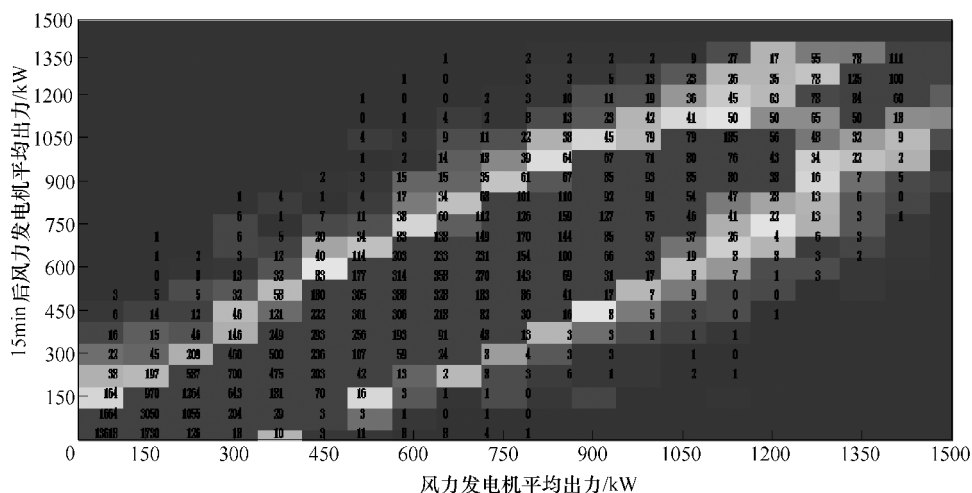


图 2-12 15min 前后 5 台风力发电机的平均出力分布

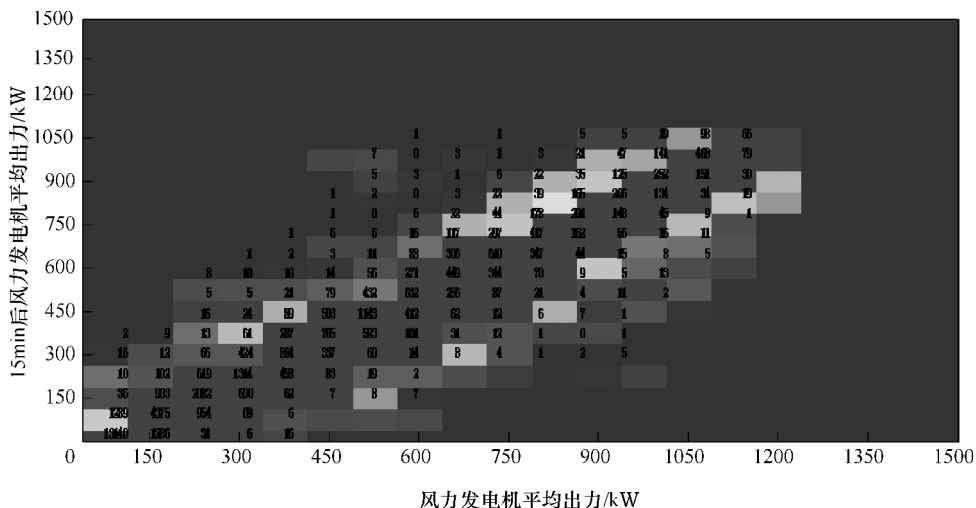


图 2-13 15min 前后 65 台风力发电机的平均出力分布

在风力发电机群的广域自平滑作用随装机容量增加而增强的结论基础上, 进一步分析风力发电机的地理分布和连接结构与风力发电机群平滑作用的关系。风力发电机群中风力发电机的地理分布使得不同风力发电机风速到达高峰和低谷的时间不同, 不同风力发电机的出力最大和最小值出现时刻也不同, 从而降低了风力发电机群整体的出力波动。该百兆瓦级风电场的 66 台风力发电机的连接结构如图 2-14 所示。

对比分析单台风力发电机、单线 (17 台) 风力发电机和整个风场 (66 台) 的风力发电机总出力 and 总出力波动率, 如图 2-15 所示。从图中可以看出单线风

力发电机有功输出曲线比单台风力发电机的曲线平滑，整个风场的有功输出曲线比单线风力发电机的曲线平滑，但是曲线的平滑程度不及从单台风力发电机到线的变化显著。

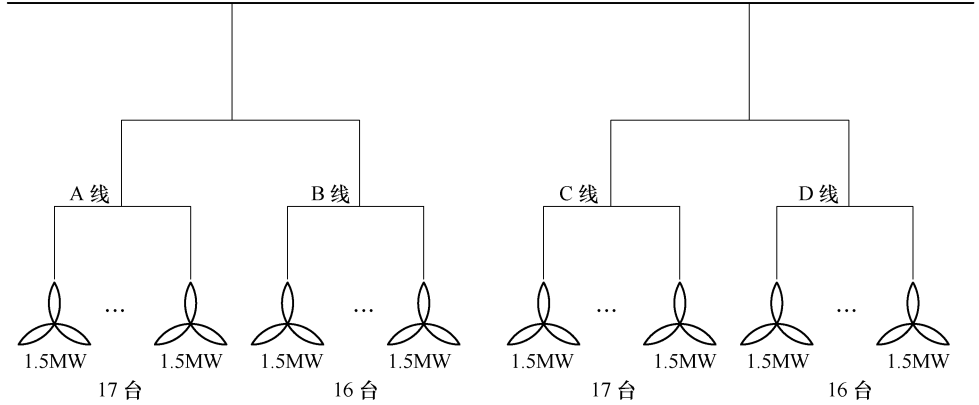


图 2-14 风电场接线示意

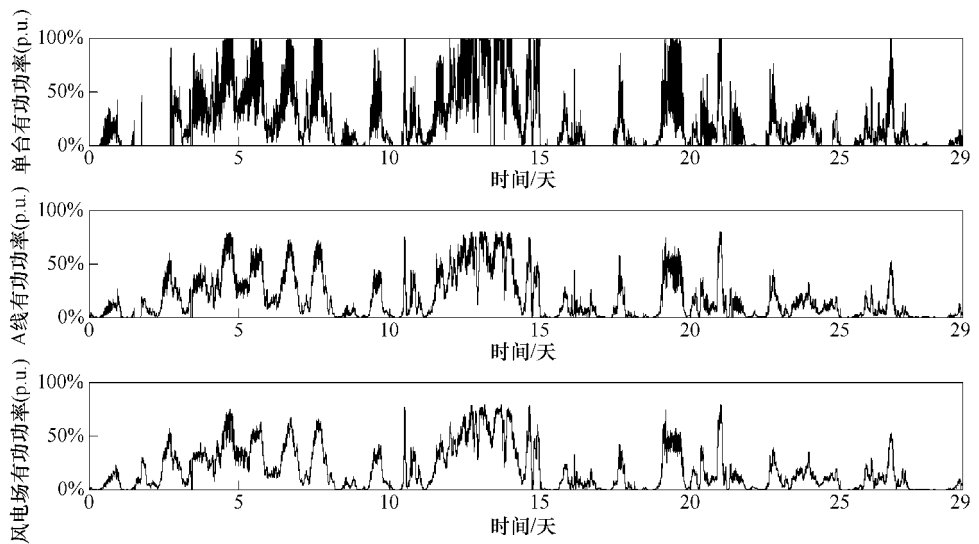


图 2-15 风电场单台风力发电机、A 线风力发电机、整个风场风力发电机的输出有功功率

图 2-16 ~ 图 2-18 对比风电场的单台风力发电机、单线（17 台）风力发电机和整个风场（66 台）的输出有功功率在时间间隔为 1min 时的波动率曲线，通过对比效果可以看出单线风力发电机的波动率明显小于单台风力发电机的波动率，风场的波动率小于单线风力发电机的波动率，但效果并不明显。

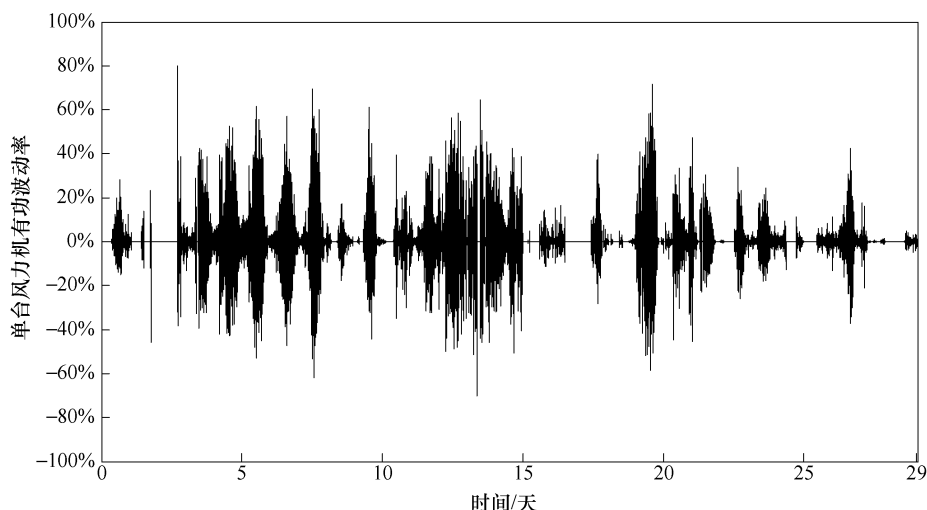


图 2-16 单台风力发电机的功率波动率曲线

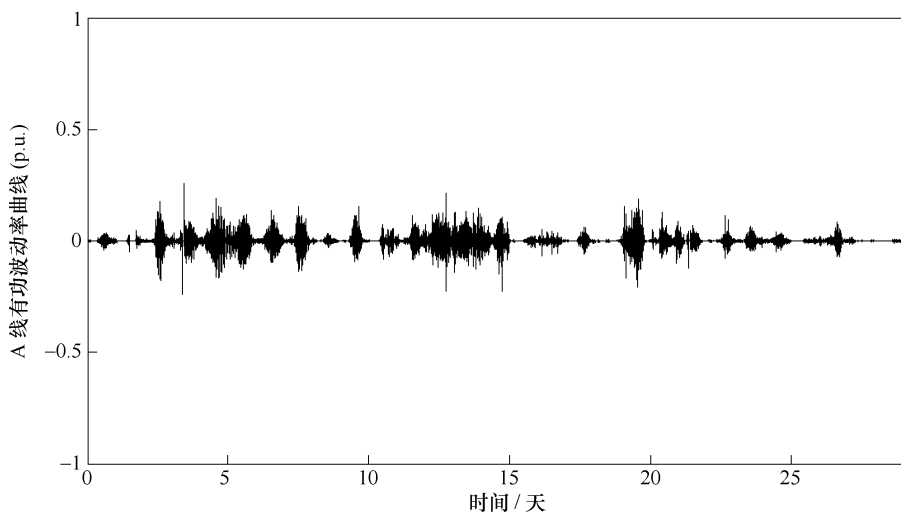


图 2-17 A 线风力发电机的功率波动率曲线

从单台风力发电机到单线的 17 或 16 台风力发电机，有功输出曲线和输出波动率曲线都变化较大，说明风力发电机群有较强的平滑特性。在考虑风力发电机群的集群效应的基础上以风力发电机群为单位配置储能，相较于以单台机组为单位配置储能，可以节约储能容量，从单线的 17 台风力发电机再增加到整个风场的 66 台风力发电机，两个方面的变化都不明显。为了观察随着风力发电机台数逐台增加，风力发电机群出力的最大波动率的变化趋势，排除偶然的大功率波动对分析结果造成影响，波动率的置信区间设为 99.9%。图 2-19 为在置信区间为

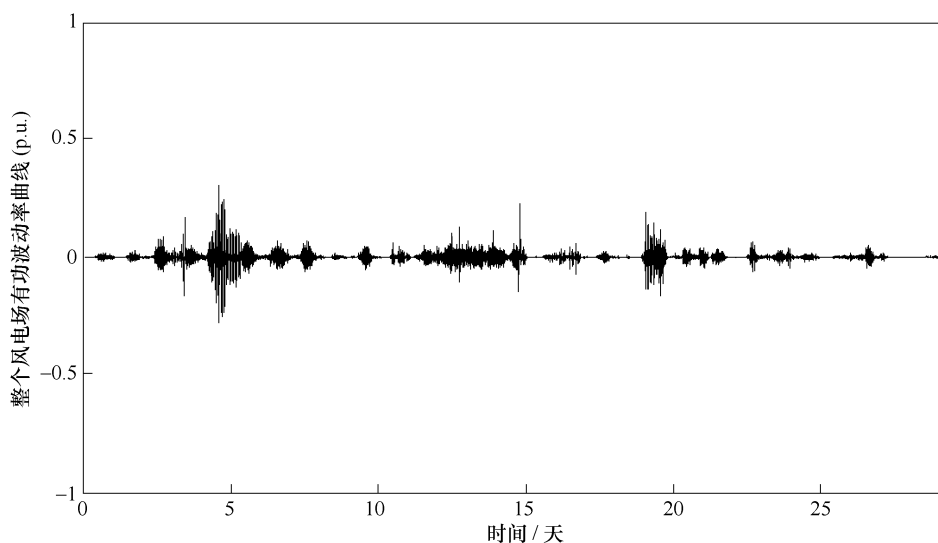


图 2-18 整个风场的功率波动率曲线

99.9%时不同风力发电机台数的风力发电机群的最大波动率曲线，从图中可看出随着风力发电机台数逐台增加，风力发电机群的最大波动率开始下降明显，到10台时开始变缓，增至17台时变化趋于平稳，增至整个风电场相较于17台的风力发电机群最大波动率变化很小。这说明风力发电机群的平滑特性不仅与风力发电机群的装机容量（风力发电机台数）相关，还与风力发电机的地理分布和连接结构有关。

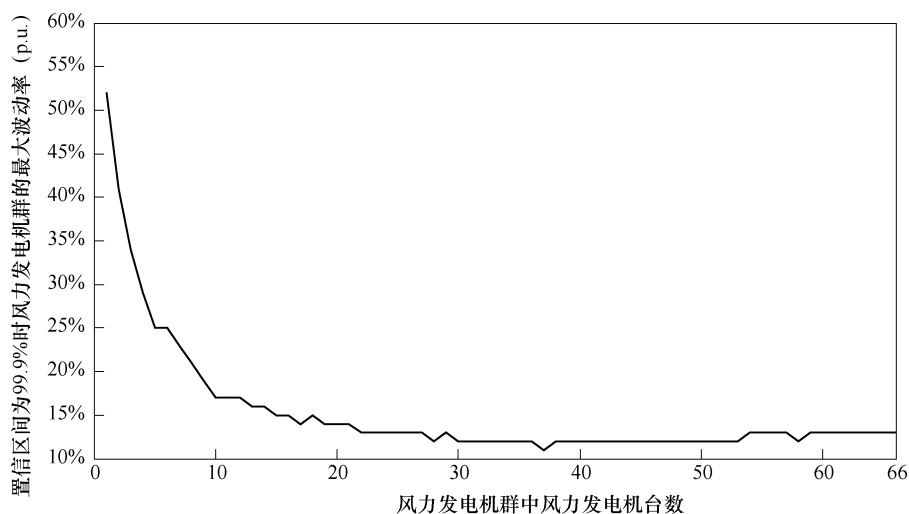


图 2-19 风力发电机台数与风力发电机群最大波动率的关系曲线

考虑配置储能平滑风电出力波动时,在考虑风力发电机群自身的广域平滑的基础上,以风力发电机群甚至整个风电场为单位集中配置储能相较于单台风力发电机组分别配置可以降低总体储能容量,节约储能成本。

风力发电机组输出功率经交流传输线路至电网时,输电线路和变压器在运行时产生的功率损耗会随着风电功率的波动而波动,风力发电机组配置储能后平滑了风电功率波动,从而减少线路的功率损耗。

综合考虑节约储能成本和减少线路的功率损耗,采用储能系统平滑风电场风电功率波动时,简单地以单台机组,或者整个风电场规模进行储能配比都不符合科学规划的原则。根据研究分析应以 17 台风力发电机组成的风力发电机群为单位配置储能,同时考虑风电场风力发电机组的地理分布、连接结构,将可较充分地发挥风力发电机群的广域自平滑作用。建议今后规划建设配置储能的风电场时,考虑为风力发电机群配置的储能系统的接入方式。

2.4 风电系统数学建模

随着大规模风电场的建设,风力发电系统对电网电能质量与稳定性的影响也越来越严重,同时由于风电的随机性和不确定性,如何确定风电系统的穿透功率及接入电网的风电系统的最大容量,成为风电大规模利用必须解决的问题。因此,通过建立风力发电系统数学模型,利用数值方法对风力发电机组、风电场并网运行进行模拟和分析,是目前大规模风能利用中的重要科学问题。

以变速恒频双馈异步风力发电机的数学建模为例。DFIG 的定子侧直接与电网连接,转子由两个“背靠背”连接的电压型 PWM 变流器转子侧变流器(Rotor-side converter)和网侧变流器(Grid-side converter),总称为双 PWM 变流器(Dual PWM converter)进行励磁,转子侧变流器向转子绕组馈入所需的励磁电流,完成定子磁链定向矢量控制任务,实现最大风能捕获和定子输出无功的调节。转子侧变流器向转子绕组馈入所需的励磁电流,完成双馈电机矢量控制任务,实

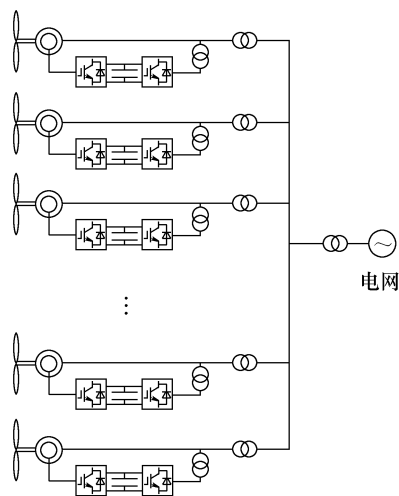


图 2-20 多个 DFIG 级联构成的大型风电场示意图

$$i_{inv} = \sum_{k=a,b,c} S_k i_k \quad (2-6)$$

式中, S_k 、 i_k 分别为转子侧逆变器三相桥臂开关函数和三相负载电流。在本章中, 双馈电机的转子作为逆变器的负载, 因此 i_k 即为双馈电机转子三相电流。

依据式 (2-5) 和式 (2-6) 可得图 2-22 所示转子侧变流器的仿真模型, 即典型三相电压源型逆变器模型。 V_{dc} 为直流母线电压, S_a 、 S_b 、 S_c 是三相桥臂开关函数。

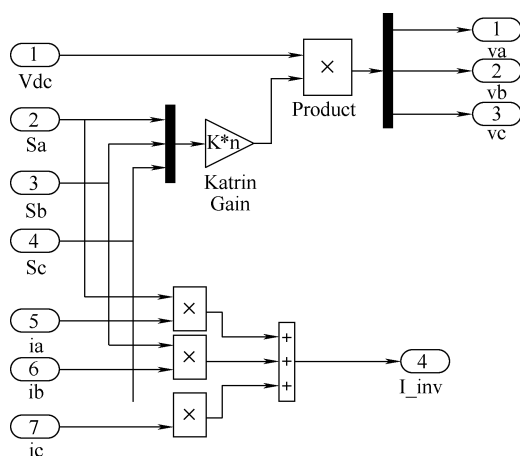


图 2-22 转子侧变流器仿真模型

2.4.2 网侧变流器数学建模

对于三相电压源型变流器, 存在下述关系, 即

$$L \frac{di_k}{dt} + Ri_k = e_k - V_{dc} \left(S_k - \frac{1}{3} \sum_{k=1}^3 S_k \right) \quad (2-7)$$

$$C \frac{dV_{dc}}{dt} = \sum_{k=1}^3 i_k S_k - i_L \quad (2-8)$$

依据式 (2-7) 和式 (2-8) 可得图 2-23 所示网侧变流器的仿真模型。图中, e_1 、 e_2 、 e_3 和 i_1 、 i_2 、 i_3 分别是交流输入侧三相电压和电流, S_1 、 S_2 、 S_3 是三相桥臂开关函数, L 、 R 为进线电感和等效电阻, C 为直流侧滤波电容, V_{dc} 为输出直流电压, I_{con} 、 I_{cap} 、 I_{load} 分别为直流侧变流器电流、电容电流和负载电流。

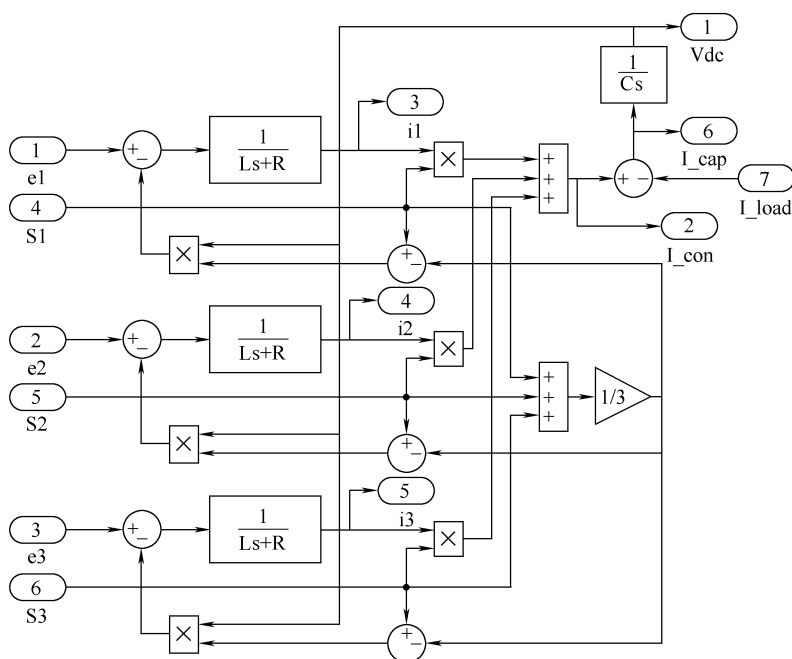


图 2-23 网侧变流器仿真模型

2.4.3 DFIG 数学建模

在 dq 坐标系中，双馈电机电压方程为

$$\begin{bmatrix} u_{sd} \\ u_{sq} \\ u_{rd} \\ u_{rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_{sd} \\ \psi_{sq} \\ \psi_{rd} \\ \psi_{rq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & -\omega & 0 & 0 \\ \omega & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -(\omega - \omega_r) \\ 0 & 0 & \omega - \omega_r & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \psi_{sd} \\ \psi_{sq} \\ \psi_{rd} \\ \psi_{rq} \end{bmatrix} \quad (2-9)$$

磁链方程为

$$\begin{bmatrix} \psi_{sd} \\ \psi_{sq} \\ \psi_{rd} \\ \psi_{rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & 0 & L_m & 0 \\ 0 & L_s & 0 & L_m \\ L_m & 0 & L_r & 0 \\ 0 & L_m & 0 & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix} \quad (2-10)$$

电磁转矩方程为

$$T_{em} = \frac{3}{2} n_p L_m (i_{sq} i_{rd} - i_{sd} i_{rq}) \quad (2-11)$$

依据式 (2-9) ~ 式 (2-11), 可以编制双馈电机的 MATLAB S-函数数学模型如图 2-24 所示。鉴于篇幅原因, 省去了 S-函数的源代码。

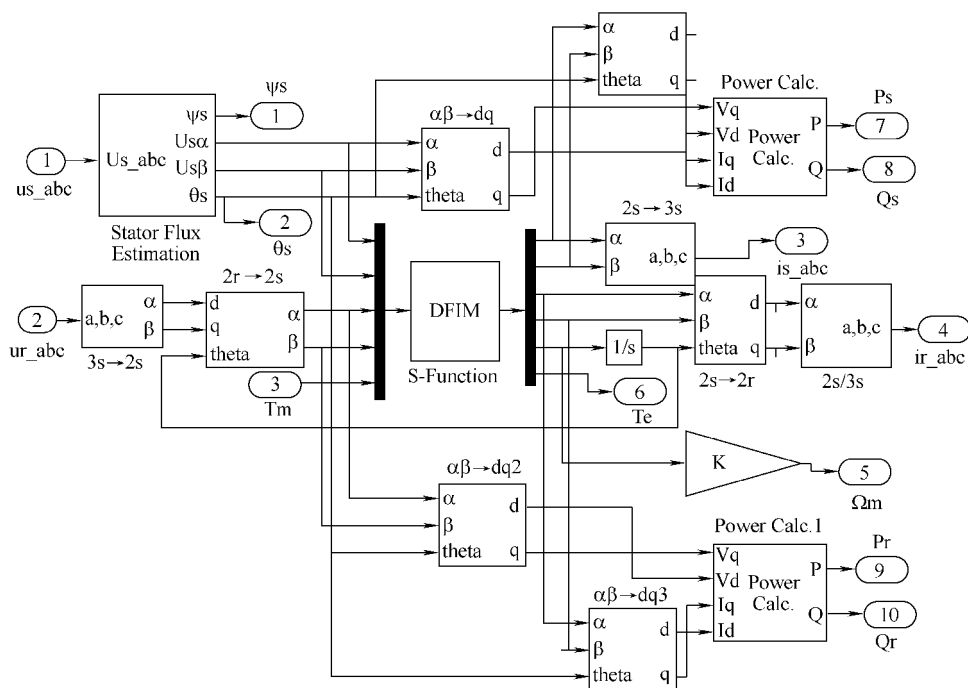


图 2-24 DFIM 仿真模型

2.4.4 风力发电机数学建模

根据贝兹 (Betz) 理论, 风力发电机单位时间内捕获的风能为

$$P_t = 0.5 C_p \rho A v^3 \quad (2-12)$$

式中, ρ 为空气密度; A 为风轮的扫掠面积; v 为风速; C_p 为风力机的风能利用系数, 它是叶尖速比 λ 和叶片节距角 α 的函数。叶尖速比为

$$\lambda = \frac{\omega_l R}{v}$$

(2-13)

式中， ω_l 为风轮旋转机械角速度； R 为风轮叶片半径。

因此，当节距角和风速一定时，风力发电机只有运行在对应于最佳 λ 的转速下才能捕获到最大的风能。风力发电机与发电机轴之间通过增速比为 $1:N$ 的变速齿轮箱相互连接，通过控制双馈异步发电机的转速即可以实现最大风能的捕获。

由于 MATLAB 中没有风力发电机模型，因此依据式 (2-12) 和式 (2-13) 采用 Simulink 基本模块搭建了如图 2-25 所示风力发电机的仿真模型。

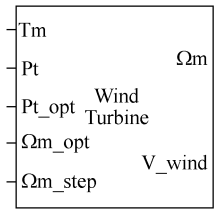


图 2-25 风力发电机仿真模型

2.4.5 失速型与直驱型风电系统数学建模

变速恒频双馈异步风力发电机构成的风电场，只是多种风电场类型中的一种。图 2-26 和图 2-27 所示是其他类型风电场的拓扑结构。其仿真方法与变速恒频永磁风力发电机构成风电场的仿真方法类似。

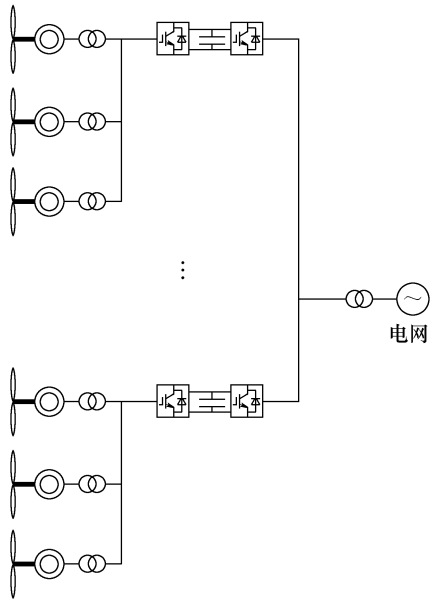


图 2-26 失速型群控风力发电机构成的风电场

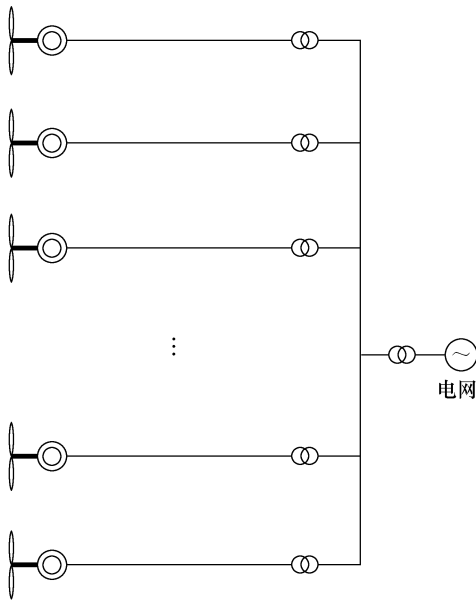


图 2-27 失速型风力发电机构成的风电场

图 2-26 所示风电场为失速型风力发电机组每三个一组，各自通过升压变压器升压后连接在一起，然后经过 PWM 整流逆变后再接入更高电压等级，其余机组也按相同规则，接入更高电压等级，然后通过升压变压器接入大电网。以 50MW 风电场为例，可以采用典型 750kW 失速机组，每三台构成一组，共 23 组这样的风电簇构成，这种接法需要大功率的背靠背变流器，以提供稳定的电能。图 2-27 所示风电场则直接由失速型风力发电机组构成，没有背靠背 PWM 变流环节，接线较为简单，但控制与失速型机组的普通控制一致，不够灵活，提供的电能质量较差。不过它的突出优点在于接线简单，灵活方便，当今失速型风电场多采用这种接线方式。

图 2-28 所示风电场是由永磁直驱型风力发电机组构成，每台机组配备有 PWM 背靠背全功率变流器，然后通过升压变压器后直接连接在一起，再通过更高电压等级的升压变压器接入电网，这种接线方式灵活、简洁，是当今风电场的主流方式。只是在实际中，会依据风电场升压变的容量以及具体地理位置会将某几台机组接入某个馈线，分组接入。图 2-29 所示风电场为直驱型、双馈型以及失速型机组混合构成，这种结构也是实际中经常见到的接线方式。很多风场是分批建设的，所以会出现不同类型、不同厂家机组共存的现象，因此针对这种复杂工况，对实际风电场进行多种类型风电机组仿真建模是十分必要的。

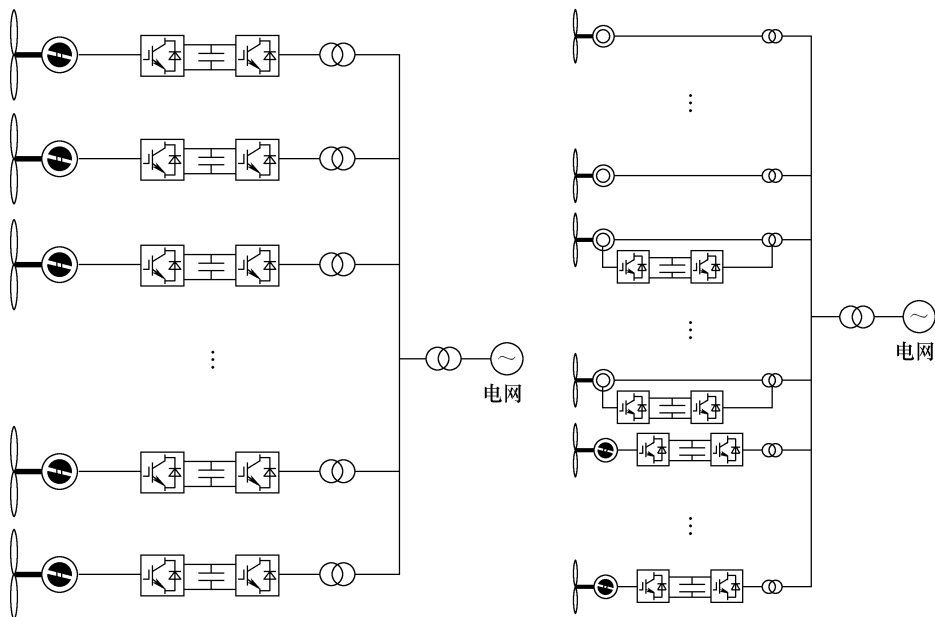


图 2-28 变速恒频永磁风力发电机构成的风电场 图 2-29 多类型风力发电机构成的风电场

2.5 电力系统对风电系统的接纳能力

在满足电网规划能跟上能源规划的步伐下,如何协调电源、电网、负荷三者之间的关系,成为电网接纳大规模风电能力的主要制约问题。根据风电接入应用方式,主要包括集中式应用与分散式应用。前者功率规模较大,以接入输电网电压等级网络为主,多位于电网末端,电网结构相对薄弱,距离负荷侧较远;后者多接入配电网电压等级网络,功率等级较低,距离负荷端较近。然而,无论是集中式应用还是分散式应用,风电等具有间歇性和波动性的可再生能源并网应用,势必对联络节点(并网点, Point Of Interconnection)处的供电品质产生不良影响。而由于风力发电系统多基于电力电子变换设备实现能量的控制,其运行状态与系统频率和电压解耦,基本不具备惯性响应和调频调压的功能,随其发电渗透率的提高,将使系统的调频和调压能力相对减弱,导致在扰动下的系统频率和电压质量下降,甚至引发频率和电压稳定性问题。上述问题均是制约风电并网应用的关键技术,具体介绍如下。

2.5.1 分散式并网应用

1. 潮流与网损

电力系统中,电能从输电网流向配电网。输电网一般呈环状结构,电压等级高,网络损耗小;配电网则呈树状,结构松散,电压低,网损较大,潮流流向单一。风电场的分散接入使得配电网增加多处供电点,若不对风电场进行合理规划,将给配电网的运行带来困难,影响配电网潮流,增加网损,影响系统的稳定性与经济性。

2. 电能质量

风电其固有的间歇性以及并网环节存在的换流装置将引起电压偏差、电压闪变、谐波等影响电能质量指标问题。风力发电机组大多采用软并网方式,但是在启动时仍然会产生较大的冲击电流;当风速超过切出风速时,风力发电机会从额定出力状态自动退出运行。这种冲击对配电网的影响十分明显。同时,风速的变化和风力发电机的塔影效应都会导致风力发电机出力的波动,而其波动正好处在能够产生电压闪变的频率范围之内(低于 25 Hz),因此,风力发电机在正常运行时也会给电网带来闪变问题。风电并网给系统带来谐波污染主要途径是在风力发电机中大量采用了变速恒频风力发电机,发电机组发出的交流电经过整流-逆变装置与电网连接,从而实现发电机的频率与电网频率相独立,并维持电网频率

不变。整流逆变必然会带来谐波污染，这些谐波电流注入电力系统后，会引起电网电压畸变，降低电能质量。风电并网引起的电能质量问题将降低系统设备的使用效率与寿命，恶化潮流指标，降低系统稳定性。

3. 配电网保护

配电网侧发生故障时，风电场将向故障点提供故障电流，而现有配电网馈线上一般不安装方向元件，且多为三段式电流保护，因此原有的保护装置可能不在适用，需加以分析重新配置。图 2-30 ~ 图 2-32 描述了当风电接入配网不同位置时对电网的不同影响。

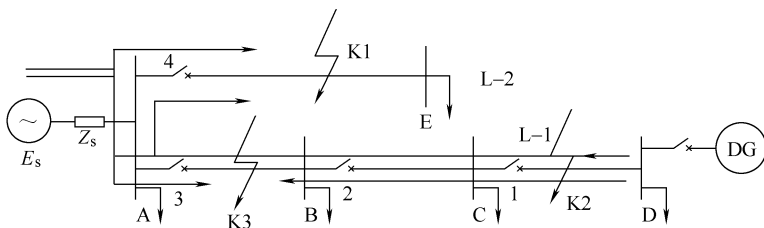


图 2-30 当风电接于配网末端

在图 2-30 中，有

- 1) $K1$ 处故障可能会导致保护 1 误动作；
- 2) $K2$ 处故障会导致 DG 直接切除；
- 3) 保护 1、2 无法配合。

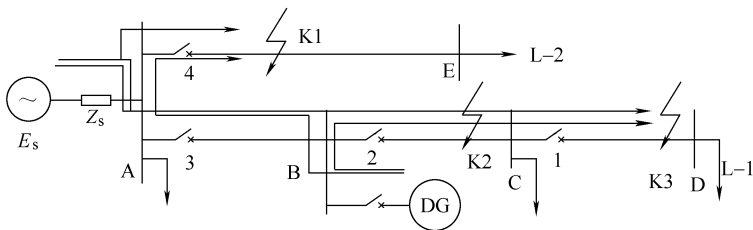


图 2-31 当风电接于配网非末端时

在图 2-31 中，有

- 1) $K1$ 处故障可能会导致保护 3 误动作；
- 2) $K2$ 处故障时保护 3 需要重新计算分支系数；
- 3) 保护 1、2 需要重新按照最大运行方式进行整定。

所有保护均需要按照新的最大运行方式重新整定。另外，故障时风电场提供的短路电流对重合闸的影响分为重合闸前加速与重合闸后加速。

(1) 重合闸后加速

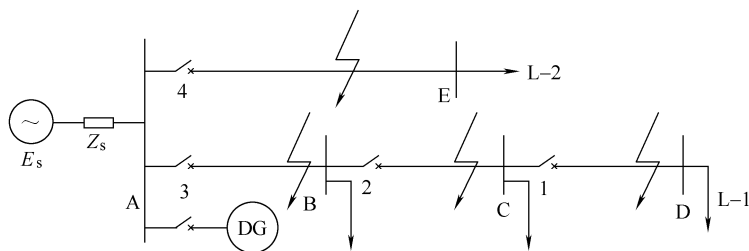


图 2-32 当风电接入配网始端时

1) 故障点位于 DG 上游, DG 仍然会向故障点提供短路电流, 导致电弧持续燃烧, 两端是有源系统, 导致非同期重合闸。

2) 故障点位于 DG 下游, 重合闸不受 DG 接入的影响。

(2) 重合闸前加速

与重合闸后加速不同, 不管故障点位于 DG 的上游还是下游, 都存在故障点电弧不能熄灭以及重合闸不同期的问题。

可见, 风电接入配电网将影响配电网潮流, 对继电保护的整定造成不同程度的影响, 故障切除不及时使得系统在故障下无法过渡到新的稳定, 降低系统稳定性; 而对自动重合闸的影响将使系统稳定性在故障切除后维持在较低水平, 不利于调度。因此风电并入配网对系统稳定性的影响制约了风电的发展, 接入储能系统, 利用其快速充放电特性一方面可优化系统潮流, 满足功率实时平衡, 提高系统稳定裕度; 另一方面, 合理的控制策略可保障故障下各保护装置正常运行, 故障的及时切除以及及时的重合闸将使得系统在发生故障后能快速过渡到新的稳定, 并提高稳定裕度。

4. 供电可靠性

当系统发生扰动时, 若风电与常规电源存在协调上的问题, 风电的高度不确定性将影响系统供电可靠性。

5. 配网规划

分散式接入配电网应用的风力发电系统, 作为分布式发电的一种, 将增加配网规划人员对负荷增长预测的难度, 从而影响后续的配电网规划的准确性。

2.5.2 集中式并网应用

1. 风电波动性对系统的影响

大规模风电并网后的功率波动常常与负荷波动趋势相反, 即在负荷高峰时段无风可发, 而在负荷低谷时段来大风需要满发, 呈现出“削峰填谷”的反调峰效果, 加大了电网等效峰谷差, 恶化了系统负荷特性, 对系统旋转备用容量提出

了很高的要求。

2. 系统频率和省际联络线调节的稳定性

如我国东北地区风电运行呈现功率瞬时突变的特征。从目前已并网的风力发电机组运行特性来看,铁岭、大连等地区风电场出力经常在数分钟之内就产生 100~250MW 的升降,造成系统的频率突变和省际联络线功率产生较大偏差,恶化系统频率特性,对系统的快速调频提出了很高的要求。

3. 潮流断面重载增加并降低系统稳定性

大规模集中接入模式下的风电场可能会造成上网点附近多个输送断面的潮流发生重载,同时由于风电输送的“电气距离”相当远,在一定程度上减弱了系统对振荡的阻尼作用,降低了系统的稳定性。

4. 电压稳定性

由于风电场正常运行时需要吸收大量无功来建立旋转磁场,相当一部分将从电网吸收,因此严重时将导致系统大面积母线电压跌落,直至系统电压崩溃;另一方面,风力发电机组本身不具备电压调节能力,其低电压保护的動作限值一般仅设在 0.7~0.9 倍的额定电压,因此很可能造成切机动作,造成风电场与系统解列,进一步降低电网对故障的抵御能力。

GB/T19963—2011 明确规定了通过 110kV (66kV) 及以上电压等级线路与电力系统连接的新建或扩建风电场在电压偏差、电压闪变、谐波等质量指标方面的并网准则。风电场高压侧母线正、负偏差绝对值之和不超过额定电压的 10%,一般应该控制在额定电压的 -3%~7%,35kV 及以上供电电压正负偏差绝对值之和不超过额定电压的 10%。闪变、谐波接入准则见表 2-8。

表 2-8 各电压等级下的节点闪变限值

系统电压等级	LV	MV	HV
P_{st}	1.0	0.9 (1.0)	0.8
P_{li}	0.8	0.7 (0.8)	0.6

2.5.3 提高电网接纳风电能力的有效途径

现有提高区域电网接纳风电能力的研究主要包括风电预测、无功电压控制、储能系统的接入等技术手段展开。然而,在现有技术水平下,功率预测技术仍无法满足最新国家标准或规范,而储能技术作为风电等可再生能源的有力辅助单元,是最具应用潜力的技术途径。利用储能系统提高电网风电能力可归为以下几点:

1) 利用储能系统增强风电稳定性,包括电压稳定性与频率稳定性,即利用

储能系统提供快速无功支撑和平滑风电出力，从根本上改善系统功率平衡度。这类储能系统通常对容量要求不高，需具备短时释放或吸收高功率的能力。

2) 利用储能系统提高电能质量，改善电压偏差、电压波动等电压电能指标，满足 IEC 及国家标准相关风电并网电能指标。

3) 利用储能系统优化风电经济性。随机波动的间歇性风电接入电网，将导致系统备用容量增加，储能系统的接入将替代一部分火力发电机组，参与系统调峰调频，减少了对系统备用容量的需求，另一方面减少了碳排放而造成的环境污染。

4) 利用储能系统提高风电短期功率预报准确度，储能系统因其灵活地电功率“吞”、“吐”转换特性，可以有效“保证”风电按照调度曲线出力，间接提高风电功率预报的准确度和置信水平。

储能系统在可再生能源领域中的应用前景是其他提高风电能力方法所不能达到的。目前国内外对储能系统在可再生能源发电领域的优化配置做了很多研究。针对能量型储能装置（如锂电池）和功率型储能装置（如超级电容器）的不同技术特点，以及风电系统的不同应用方式（主要包括集中式应用和分散式应用），采用不同优化算法计算出风力发电系统所需的储能系统的容量。在混合储能系统的协调控制策略方面，提出了采用模糊控制理论平抑间歇式电源功率输出的方法。其中，功率型储能装置因功率密度大、响应快，主要用于平滑高频输出分量，能量型储能装置因其能量密度高主要用于平滑低频输出分量。利用储能系统分别从电源侧提高间歇式电源接入品质和从电网侧通过广域布局提高电网接纳能力，是提高大规模间歇式电源接入能力的重要手段和发展趋势。

随着节能减排指标的压力，政府将加大可再生能源消费的比例，寻找减排效果更好地技术。可见，储能技术的推广和应用具有一定潜力，甚至有望提升到国家能源战略的层面上。

第3章 光伏发电系统运行特性

光伏发电系统一般由光伏电池板、汇流箱、光伏逆变器及变压器构成。为追求光伏系统出力的最大化，通常会按当地经纬度来选择适当安装角，或者配置相应的跟踪系统。最大功率跟踪（MPPT）是光伏的关键技术之一，由于光伏系统的发电量主要取决于日照度、温度等气象因素，因此其输出特性呈典型的间歇波动性。储能技术在光伏发电规模化应用中的作用更加重要。相对于风力发电而言，光伏功率输出的瞬间波动更为显著，具有同期性和互异性，正常工作时间更短，并要满足其在并网应用分布式发电、智能电网中的技术需求，但离不开大规模储能技术的辅助。

3.1 概述

我国太阳能资源较为丰富，根据用以衡量太阳能光照资源丰富程度的地区分类指数，可以划分为五类。

其中，五类地区，全年日照时数约 1000 ~ 1400h，辐射量在 3350 ~ 4190MJ/m²，相当于 115 ~ 140kg 标准煤燃烧所发出的热量，主要包括四川、贵州两省，此类区是我国太阳能资源最少的地区。

四类地区，全年日照时数为 1400 ~ 2200h，辐射量在 4190 ~ 5020MJ/m²，相当于 140 ~ 170kg 标准煤燃烧所发出的热量，主要是长江中下游、福建、浙江和广东的一部分地区，春夏多阴雨，秋冬季太阳能资源丰富。

三类地区，全年日照时数为 2200 ~ 3000h，辐射量在 5020 ~ 5860MJ/m²，相当于 170 ~ 200kg 标准煤燃烧所发出的热量，主要包括山东、河南、河北东南部、山西南部、新疆北部、吉林、辽宁、云南、陕西北部、甘肃东南部、广东南部、福建南部、江苏北部和安徽北部等地。其中，云南太阳能辐射资源十分丰富，每年接收的太阳能相当于 731 亿吨标准煤，全省大部分地区的年日照时数为 2100 ~ 2500h，且全省石漠化土地面积约为 288.14 万 hm²，如果将 1.5% 的石漠化荒地用于太阳能电站的建设，云南光伏发电的规模容量可达到 1800 万 kW 以上，相当于一个三峡水电站的装机规模。

一、二、三类地区，年日照时数大于 2200h，是我国太阳能资源丰富或较丰

富的地区,面积较大,约占全国总面积的2/3以上,具有利用太阳能的良好条件。四、五类地区虽然太阳能资源条件较差,但仍有一定的利用价值。

此外,我国已规划装机容量位列亚洲第一的昆明石林太阳能光伏并网实验示范电站,建设总规模为166MW,总投资为90亿元,将于2015年全部建成,届时年发电量将达1.88亿 $\text{kW}\cdot\text{h}$,年减排二氧化碳为17.54万吨。昆明石林太阳能光伏并网实验示范项目是在石笋、石芽大面积外露的喀斯特地貌特征的丘陵地区建设起的太阳能电站,有效利用石漠化土地5445亩^①,是云南在石漠化荒地上探索利用太阳能发电的一次重大举措。该电站在发电的同时还承担着一系列太阳能科研项目。

3.2 光伏系统出力特性

光伏发电系统的输出受到太阳辐照强度和天气因素的影响,其发电量的变化是一个非平稳的随机过程。光伏发电系统相对于大电网将是一个不可控源,其发电随机性会对大电网造成冲击。以2011年1月至2011年12月某地屋顶光伏电站发电数据和同期的气象数据为基础,从影响光伏发电量的机理出发,针对气象因子,对历史发电量进行分析,并结合太阳辐射强度、大气温度、季节和一些其他因素来分析了光伏系统出力曲线规律。

3.2.1 光伏系统输出特性

以我国某光伏电站为例,该电站采用230W_p的多晶硅电池组件438块,SMC系列逆变器12台,总功率为100kW_p。

根据2011年1月至2011年12月期间该光伏电站所处地区的历史气象数据(数据信息主要包括日最高/最低气温,天气现象如阴晴,云雾、降水等。该地基本气候情况见表3-1)显示,该地区有春、秋季短,夏、冬季长的特点。虽然四季长短不同,但季节特征明显,春季温暖湿润,夏季炎热多雨,秋季凉爽干燥,冬季寒冷少雨;年平均气温为17~18℃;冬夏气温变幅大,盛夏极端最高气温可达40℃以上,隆冬极端最低气温则为-10℃;平均年降雨量在1600mm左右,但年内降水分布不均匀,汛期4~6月雨量约占全年降水量的一半。

发电量将以该地区屋顶光伏电站2011年1月至2011年12月间统计的每日发电数据和每小时发电数据为依据。

① 1亩=666.6m²,后同。

表 3-1 算例光伏电站地区基本气象情况

参数	某地基本气象情况											
	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
平均温度/℃	5.3	6.9	10.9	17.3	22.3	25.7	29.2	28.8	24.6	19.4	13.3	7.8
平均最高温度/℃	8.6	10.4	14.4	21.1	26.3	29.4	33.4	33.0	28.7	23.7	17.6	12.0
极端最高温度/℃	25.3	27.9	32.5	32.6	35.1	37.7	40.1	39.3	38.0	35.4	31.2	24.8
平均最低温度/℃	2.6	4.4	8.1	14.3	19.2	22.7	25.8	25.6	21.6	16.3	10.1	4.7
极端最低温度/℃	-6.9	-9.3	-0.8	3.8	10.4	14.8	19.0	19.5	14.2	3.5	-0.8	-9.7
平均降水量/mm	74.0	100.7	175.6	223.8	243.8	306.7	144.0	128.9	68.7	59.7	56.8	41.5
降水天数/日	13.0	13.2	18.0	17.7	16.6	15.5	10.8	10.3	7.7	8.8	7.9	7.8
平均风速/(m/s)	2.6	2.6	2.6	2.4	2.2	2.1	2.2	2.2	2.7	2.7	2.6	2.6

在理想光照情况下，算例光伏系统输出特性曲线如图 3-1 所示。实际情况下，由于天气及季节变换，以及一天当中的天气变化，均会导致光伏系统输出呈现随机波动特性。

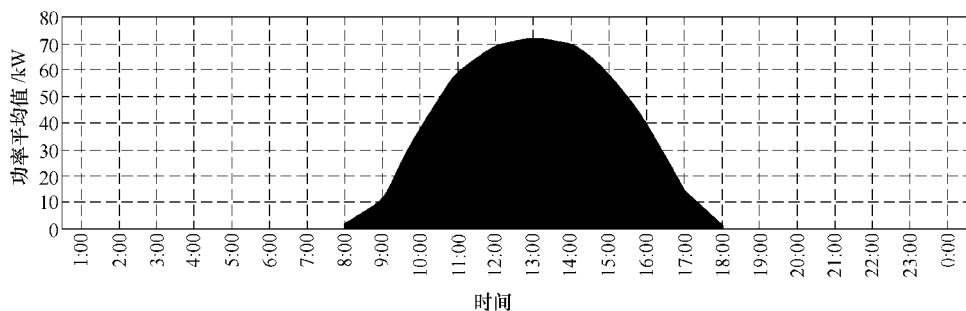


图 3-1 理想光照情况下光伏系统出力曲线

要研究光伏发电系统的输出特性，可基于统计学方法，针对光伏电站历史运行数据从不同时间尺度或者空间角度进行统计与分析。本节将以时间尺度的变化为例，分别以小时级、日、月、季为统计区间，进行光伏输出特性的分析研究。

1. 小时级输出功率波动

图 3-2 为 2011 年 1 月 13 日算例屋顶光伏电站实时功率图。从图中可以看出，当天光伏电站实时输出功率波动很大。其中一处比较明显的是发电功率由 11:00 的 17kW 陡增到 12:00 的 44.85kW，另一处是发电功率由 13:00 的 54.64kW 跌至 14:00 的 14.92kW。参考当日天气情况，在小雨的天气条件下，太阳辐射强度变化会很明显。当地天气情况统计见表 3-2。光伏电站实时输出功率的明显变化表明，一天之中的太阳辐射强度变化对光伏系统影响很大。

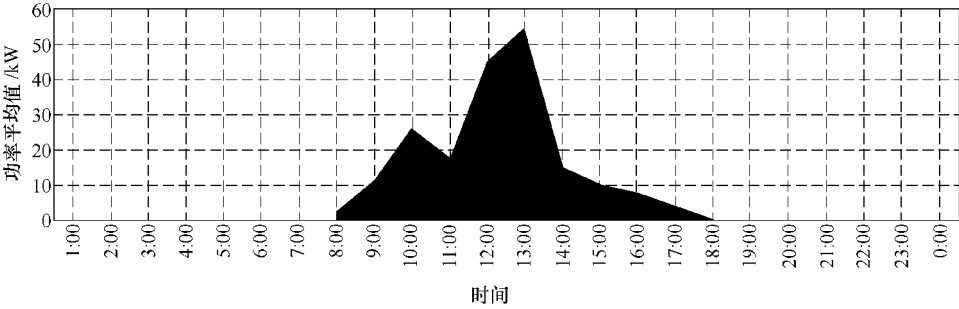


图 3-2 2011 年 1 月 13 日光伏电站实时功率图

表 3-2 2011 年 1 月 13 日算例天气情况

日期	最高气温	最低气温	天气	风向	风力
2011 年 1 月 13 日	6℃	2℃	小雨	北风	微风

2. 日发电量波动

同样，天气变化导致的太阳辐射强度变化也会影响光伏电站的日发电量，图 3-3 选取的是同一月中相邻但天气情况不同的两天，2 月 21 日和 2 月 22 日的天气情况见表 3-3。2 月 21 日的日发电量为 478.8kW·h，而 2 月 22 日的日发电量为 161.36kW·h，明显少于 2 月 21 日的发电量。两天的温度情况相近，日发电量的差别来源于天气变化导致的太阳辐射强度变化。

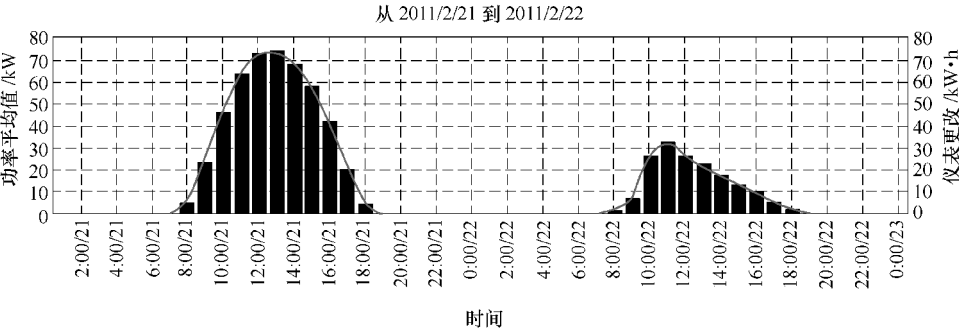


图 3-3 2011 年 2 月 21 日至 22 日光伏电站出力情况

表 3-3 2011 年 2 月 21 日和 22 日某地天气情况

日期	最高气温	最低气温	天气	风向	风力
2011 年 2 月 21 日	16℃	7℃	晴	北风	微风
2011 年 2 月 22 日	17℃	8℃	多云	南风	微风

图 3-4 所示是某地屋顶光伏电站 2011 年 12 月份每天的发电量。从图中可以直观地看出，不同天的日发电量不尽相同，且波动范围较大。日发电量最多的是

12月9日,发电量是 $485.99\text{kW}\cdot\text{h}$;日发电量最少的是12月29日,发电量是 $39.27\text{kW}\cdot\text{h}$ 。结合表3-4的2011年12月某地天气情况,可以明显看出月内日发电量波动与天气变化的对应关系。

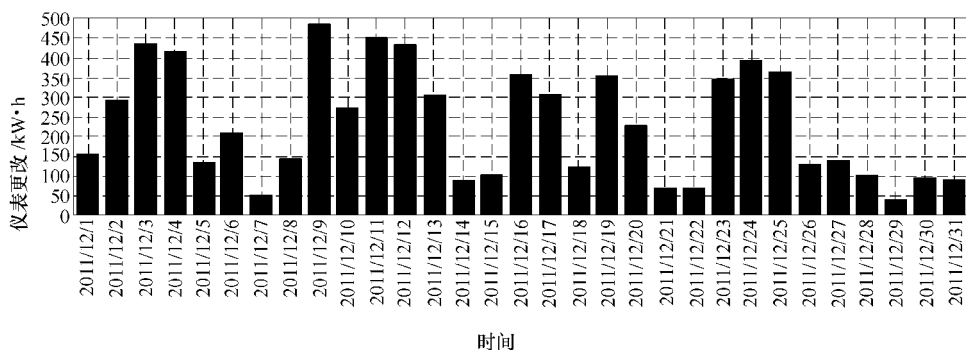


图 3-4 2011 年 12 月光伏电站日发电量情况

表 3-4 2011 年 12 月天气情况及对应日发电量

日期	最高气温	最低气温	天气	日发电量/ $\text{kW}\cdot\text{h}$
2011/12/1	7℃	3℃	阴	154.51
2011/12/2	10℃	4℃	晴	291.57
2011/12/3	13℃	5℃	晴	436.46
2011/12/4	15℃	7℃	晴~多云	416.97
2011/12/5	14℃	9℃	多云	132.82
2011/12/6	16℃	11℃	阴~小雨	208.25
2011/12/7	11℃	7℃	小雨	52.12
2011/12/8	10℃	4℃	阴~多云	144.4
2011/12/9	10℃	2℃	晴	485.99
2011/12/10	8℃	2℃	晴	273.44
2011/12/11	10℃	3℃	晴	449.01
2011/12/12	12℃	3℃	晴	434.77
2011/12/13	13℃	6℃	晴~多云	304.27
2011/12/14	11℃	6℃	阵雨	88.56
2011/12/15	11℃	5℃	小雨	102.99
2011/12/16	9℃	2℃	晴	356.8
2011/12/17	9℃	4℃	晴~多云	305.6
2011/12/18	9℃	3℃	多云~晴	121.74
2011/12/19	11℃	4℃	晴	352.38

(续)

日期	最高气温	最低气温	天气	日发电量/kW·h
2011/12/20	13℃	7℃	多云~阴	229.22
2011/12/21	11℃	5℃	阴	68.18
2011/12/22	8℃	3℃	阵雨~阴	66.33
2011/12/23	10℃	1℃	晴	345.26
2011/12/24	11℃	2℃	晴	394.31
2011/12/25	12℃	2℃	晴	364.74
2011/12/26	10℃	6℃	多云	128.72
2011/12/27	11℃	7℃	阴~多云	138.95
2011/12/28	11℃	7℃	阴	100.13
2011/12/29	9℃	6℃	小雨~阴	39.27
2011/12/30	10℃	6℃	阴	94.68
2011/12/31	12℃	5℃	阴~多云	91.51

对屋顶电站 2011 年全年的日发电量统计的结果如图 3-5 所示。全年最大日发电量为 616.94kW·h，最小日发电量为 0kW·h。日发电量波动在全年的时间尺度内皆有体现，说明日发电量波动是光伏电站的普遍输出特性。

2011 全年日发电量统计

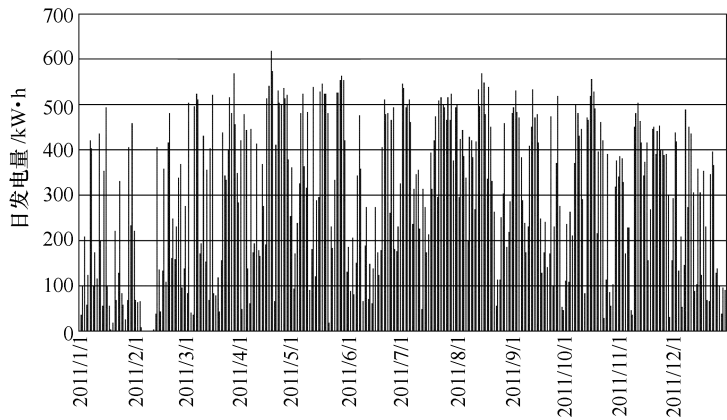


图 3-5 屋顶电站 2011 年全年日发电量

3. 月输出功率波动

图 3-6 所示是某地屋顶电站 2011 年月发电量统计，2011 年发电量最高月份为 7 月份，发电量为 12093.94kW·h；发电量最低月份为 2 月份，发电量为 4230.19kW·h。其他月份发电量见表 3-5。

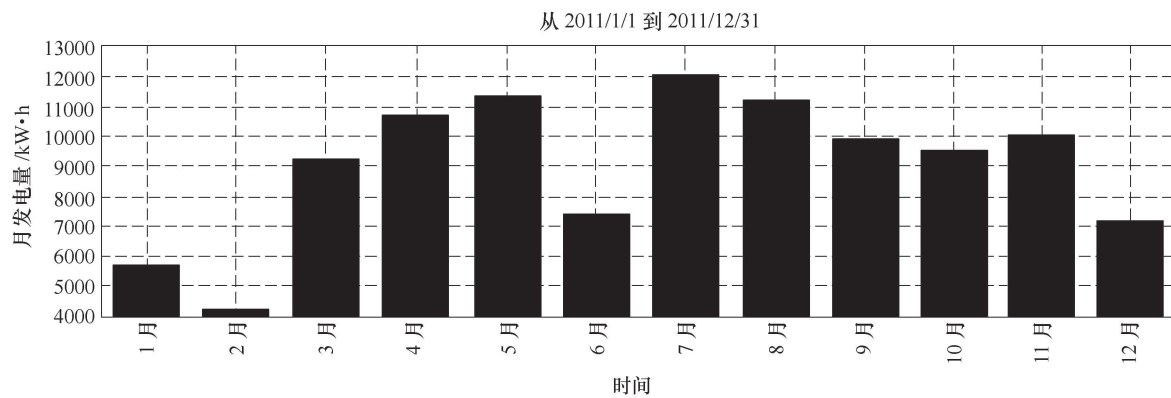


图 3-6 2011 年光伏电站发电分布情况

表 3-5 2011 年每月发电量

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
发电量/ $\text{kW} \cdot \text{h}$	5631.68	4230.19	9247.24	10705.09	11345.05	7376.14
月份	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
发电量/ $\text{kW} \cdot \text{h}$	12093.94	11208.86	9910.23	9546.43	10073.62	7173.92

不同月份发电量变化明显，部分相邻月份发电量也有一定差距，例如 2 月和 3 月相差 $5017.05\text{kW} \cdot \text{h}$ ，这主要由于进入 3 月份气温上升较快。6 月和 7 月相差 $4717.8\text{kW} \cdot \text{h}$ ，这主要是由于 6 月份降雨时间较长，太阳辐射强度相比较弱。

4. 季节性输出功率波动性

对某地屋顶电站发电量按季节统计的结果如图 3-7 所示。2011 年春季发电量为 $31297.38\text{kW} \cdot \text{h}$ ，夏季发电量为 $30678.94\text{kW} \cdot \text{h}$ ，秋季发电量为 $29530.28\text{kW} \cdot \text{h}$ ，冬季发电量为 $17035.79\text{kW} \cdot \text{h}$ 。前三季发电量相差不大，分别占全年发电量的 29%、28% 和 27%，冬季发电量与前三季差距较大，仅占全年发电量的 16%。从统计结果来看，光伏电站的发电量有一定的季节性变化。

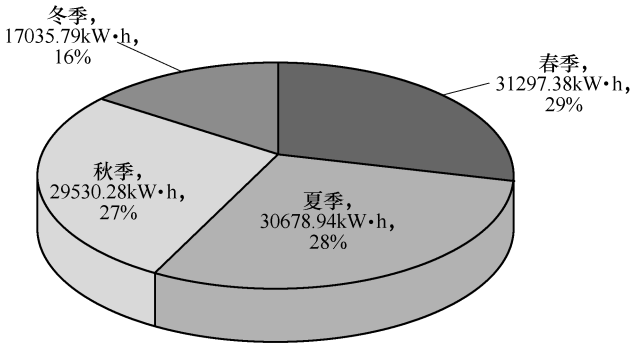


图 3-7 某地 2011 年光伏电站季节性出力分布

通过对某地屋顶光伏电站 2011 年 1 月至 2011 年 12 月间统计的历史发电数据进行分析，结合对气象数据和历史发电量进行对比分析后，可得出以下结论：①同一季节相同日类型且最高、最低气温相近的天气下太阳辐射强度基本相似，发电量也基本相同；②在同一季节相近温度下太阳辐射强度、日类型对光伏发电量有直接影响，不同日类型的太阳辐射强度不同，对日发电量影响很大，阴天或多云天气下的发电量明显小于晴天的发电量；③同一季节相同日类型情况下，气温的变化将对发电曲线的高度有影响，低温对应的发电量小于高温对应的发电量；④季节性因素对于光伏阵列发电量影响是非常清晰的，这种影响源于太阳辐射强度的差异，发电量曲线随着辐射强度的变化而变化，季节性的发电量差异也

比较大。

3.2.2 光伏输出特性影响因素

本节以某额定功率为 100kW_p 光伏并网电站为例，分别从日类型、光照强度以及温度三个因素分别分析其对光伏系统输出特性的影响程度。数据采用某年 8 月的直流侧输出功率，并忽略夜间出力为零的时段，即数据段为早 08:00 至晚 20:00，采样时间间隔为 10min。

1. 日类型对输出功率的影响

根据气象特点对日类型进行分类，如晴天、多云、阴天、雨天。同一光伏电站，日类型不同时，光伏输出功率差距很大。如图 3-8 所示，对比两个连续但日类型不同的典型日发电曲线可知，每条曲线都存在“多峰多谷”，波动幅度也存在很大差异，无规律性可言。整体来看，典型日的日发电功率都是从上午 8 点开始呈上升趋势，在 13 点到 16 点之间的某些时刻达到峰值，然后开始下降，到 20 点达到低谷。12:00 到 16:00 之间出力水平最高，但同时功率的波动性和随机性比其他任何时间段都显著，有些时刻功率突然下降至接近 0，有些时刻上升达到额定功率值 100kW。图 3-9 为不连续的三个典型日在相同日类型下的发电功率曲线。从图中可以看出，虽然日输出功率幅值不同，但发电曲线的变化规律相似。

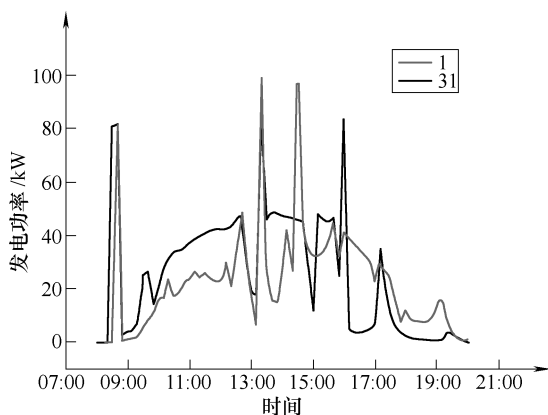


图 3-8 不同日类型发电功率曲线

2. 太阳辐射强度对输出功率的影响

太阳辐射强度指在单位时间内，垂直投射在地球某一单位面积上的太阳辐射能量。从物理意义上来说，太阳的辐射是导致太阳电池产生伏特效应的直接影响因素，辐射强度的大小直接影响太阳电池的出力。

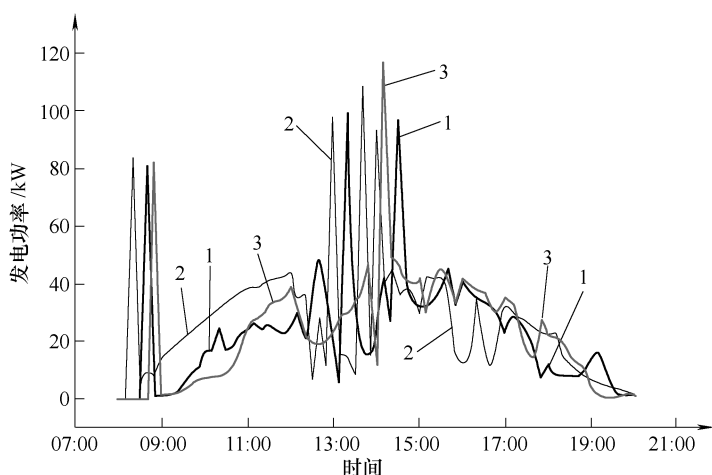


图 3-9 相同日类型发电功率曲线

图 3-10 为该光伏电站实测的日输出功率与辐射强度的对照曲线。从图中可以看出，太阳辐射强度曲线和光伏发电功率曲线的变化趋势基本一致，发电功率会随辐射强度的波动同时刻出现波动。从图 3-10 中还可以读出该日输出功率最大值出现在 14:30，对应的辐射强度为 1145 W/m^2 ，输出功率达到 97.2 kW 。同时，对应辐射强度的较大波动，在 10min 的采样间隔内，光伏电站直流侧输出功率最大波动幅度可达 92.6 kW （13:10 ~ 13:20 的功率波动），约为最大输出功率的 90%。

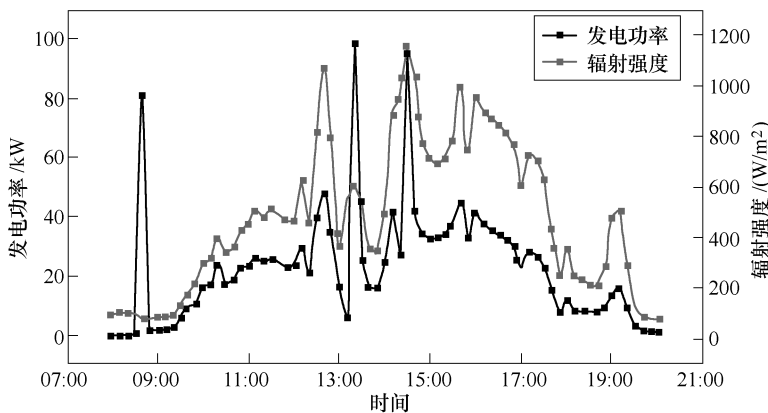


图 3-10 日发电功率与太阳辐射强度对照曲线

由于太阳辐射强度对光伏发电有直接影响，因此可被用作光伏发电预测的重要技术指标。输出功率随辐射强度的变化曲线如图 3-11 所示，辐射强度越大，输出功率越大。

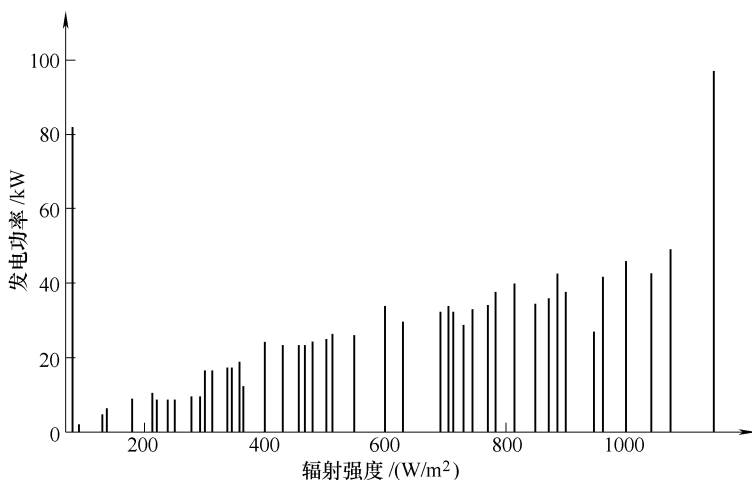


图 3-11 发电功率随太阳辐射强度变化关系

3. 温度对输出功率的影响

大气温度的变化会对光伏发电系统发电功率产生一定影响。历史发电功率数据映射出发电功率曲线形状与太阳辐射强度曲线相似，而相同日类型情况下，气温变化将会对映射曲线高度产生细微变化。图 3-12 为光伏电站实测的日输出功率与大气温度的对照图。气温曲线的峰谷基本上对应着发电功率的峰谷，在相同日类型的情况下，日平均温度越高，发电功率越大。图 3-13 给出了光伏组件温度的日变化曲线。从图中可看出光伏组件温度从有功率发出开始一直爬升，直到 19:00 后发出功率快速减小至 0，与此同时组件温度也不再上升，快速下降。

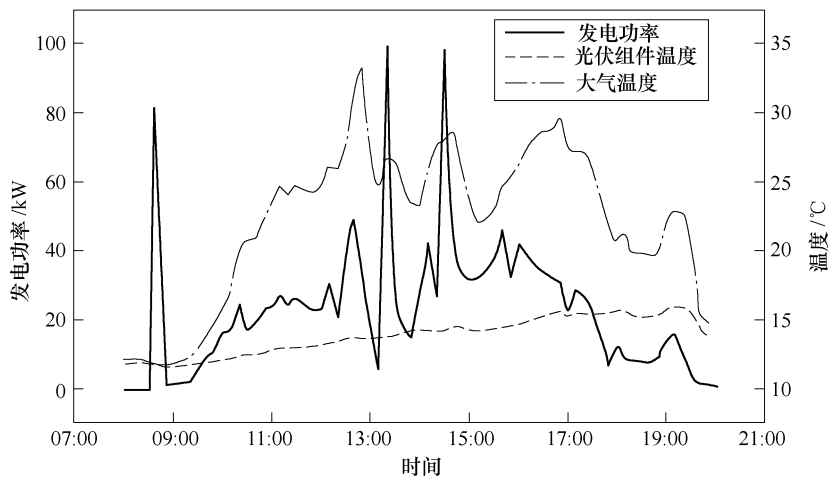


图 3-12 日输出功率与大气温度对照曲线

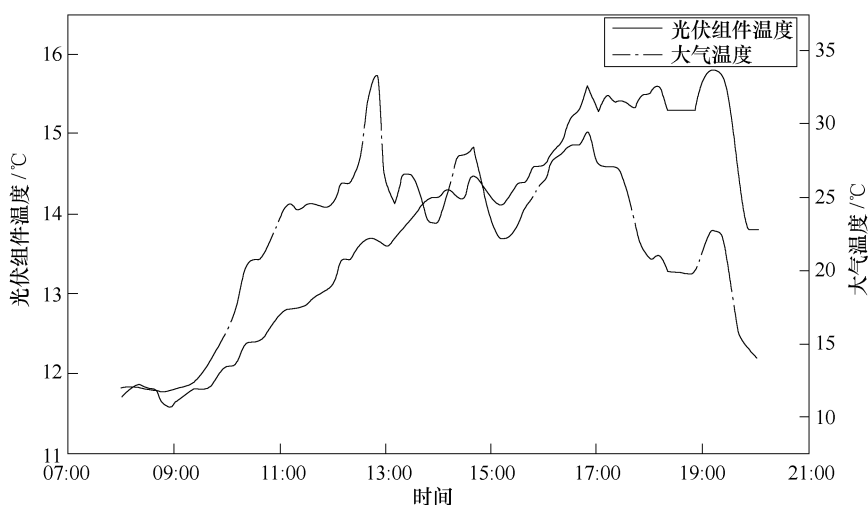


图 3-13 大气温度和光伏组件温度对照曲线

3.3 光伏系统数学建模

目前常见的光伏并网发电系统，可分为可调度式光伏发电系统与不可调度式光伏发电系统。两者配置如图 3-14 所示，电站模型如图 3-15 所示。相对于不可调度式光伏发电系统，可调度式并网光伏系统设置有储能装置，可以实现不间断电源和有源滤波的功能，并有益于电网调峰。图 3-14a 为不可调度式光伏发电系统，光伏阵列经变流装置输出交流电通过主配电开关一部分供给本地交流负载，另一部分通过变压装置送入交流电网。图 3-14b 为可调度式光伏发电系统在光伏阵列连接变流器环节中接入蓄电池组，通过充放电控制实现不间断供电和滤波功能，可参与系统调峰。

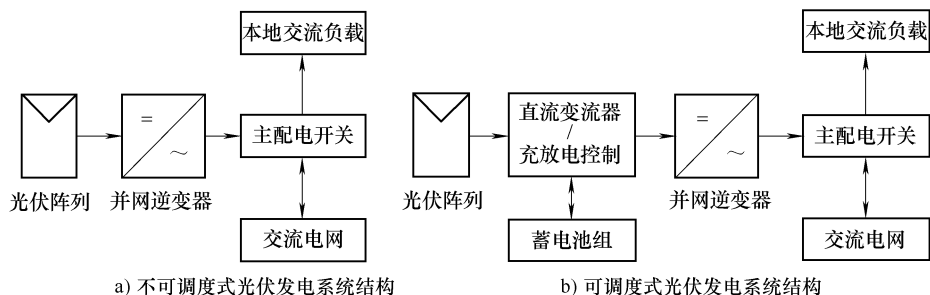


图 3-14 光伏发电系统的两种结构

图 3-15a 所示为单极型光伏电站，光伏阵列馈线端接有 DC/AC 变流器，并实现最大功率跟踪控制（MPPT），最后经滤波电感接变压器并入电网，这种拓扑结构简洁、易于实现，但对控制算法要求较高。图 3-15b 所示为双极型光伏电站，光伏阵列馈线端经 DC/DC 环节 Boost 升压后对光伏电源输出功率进行最大功率点跟踪（MPPT）控制，同时稳定并提升输出直流电压，后经 DC/AC 逆变后接滤波电感连接变压器并入电网。这种接线方式是当今光伏电站的主流方式，其控制准确度较好，但是拓扑结构复杂。

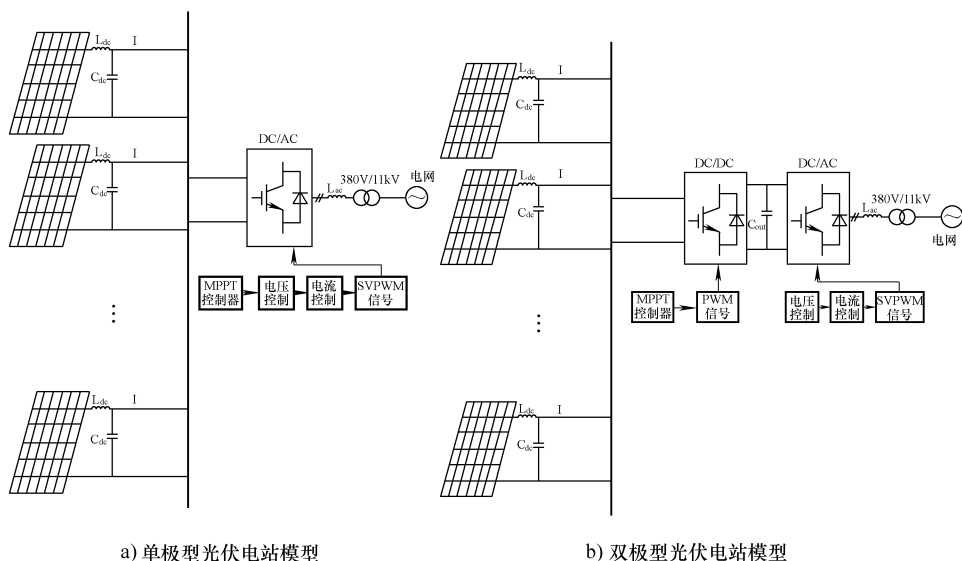


图 3-15 光伏电站模型

3.3.1 光伏阵列建模

太阳能电池可等效为图 3-16 所示电路，其由电流源与并联电阻 R_{sh} ，串联电阻 R_{sr} 组成。图中， I 为太阳能电池输出电流， V 为太阳能电池输出电压， I_{sc} 为光电流， I_d 为二极管电流和 I_{sh} 为分流电阻电流。

根据图 3-16 电路，由基尔霍夫定律可得：

$$I = I_{sc} - I_d - I_{sh} \quad (3-1)$$

替换二极管电流 I_d 和分流电阻电流 I_{sh}

可得：

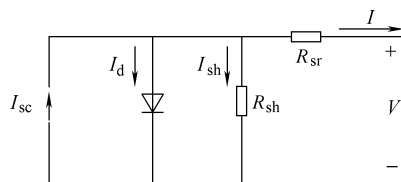


图 3-16 太阳电池等效电路

$$I = I_{sc} - I_o \left[\exp \left(\frac{V + IR_{sr}}{nkT_c/q} - 1 \right) \right] - \frac{V + IR_{sr}}{R_{sh}} \quad (3-2)$$

式中, I_{sc} 为光电流, 由照射于太阳电池表面的光照强度 G 与太阳电池表面温度 T_c 所决定, 可由下式得出:

$$I_{sc} = I_{scR} \frac{G}{G_R} [1 + \alpha_T (T_c - T_{cR})] \quad (3-3)$$

式中, I_{scR} 为在额定光照 G_R 与额定温度 T_{cR} 下 ($G_R = 1 \text{ kW/m}^2$, $T_{cR} = 25^\circ\text{C}$) 太阳电池的短路电流; 参数 α_T 为在参考日照下的电流变化温度系数 ($\text{A}/^\circ\text{C}$)。式 (3-2) 中的 I_o 为太阳电池二极管反向饱和电流, 可由下式表示:

$$I_o = I_{oR} \left(\frac{T_c}{T_{cR}} \right)^3 \exp \left[\left(\frac{1}{T_{cR}} - \frac{1}{T_c} \right) \frac{q e_g}{nk} \right] \quad (3-4)$$

式中, I_{oR} 为额定温度下的太阳电池二极管反向饱和电流; q 为电子电荷常数, 通常为 1.60×10^{-19} ; k 为波兹曼常数, 通常为 1.38×10^{-23} ; n 为二极管影响因子, 如果为晶体硅太阳电池可设为 1.3; e_g 为光伏电池禁带宽度。以上常数均可由太阳电池制造商所提供的材料或者测量太阳电池 I - V 曲线得出。

在实际建设的光伏发电系统中, 由于单个太阳电池或组件的输出功率并不能满足实际需求, 因此需将单个太阳电池或组件通过串并联形成阵列以满足设计需要。这需要在上一节所建立的光伏电池模型的基础上, 简化等值建立光伏阵列整体模型。

1. 串联支路模型参数确定

通常为获得最大的输出功率, 在选择构成阵列的太阳电池或组件时, 会选择模型参数一致的太阳电池或组件。因此每个单体的电压与电流方程如下:

$$V_i = (I_{ph} + I_o - I_i) R_{sh} - I_i R_s - n V_{th} W \left\{ \frac{I_o R_{sh} \exp \left[\frac{R_{sh} (I_{ph} + I_o - I_i)}{n V_{th}} \right]}{n V_{th}} \right\} \quad (3-5)$$

$$I_i = \frac{(I_{ph} + I_o) R_{sh} - V_i}{R_s + R_{sh}} - \frac{n V_{th}}{R_s} W \left\{ \frac{I_o R_{sh} R_s \exp \left[\frac{R_{sh} (I_{ph} R_s + I_o R_s + V_i)}{n V_{th} (R_s + R_{sh})} \right]}{n V_{th} (R_s + R_{sh})} \right\} \quad (3-6)$$

假若有 M 个太阳电池串联, 且在同样的光照强度下具有相同的输出特性, 则在串联电路中流过各个组件的电流 I_i 等于总电流 I , 其电压则为各个组件电压之和。因此串联后电压方程为

$$V = (I_{ph} + I_o - I) M R_{sh} - I M R_s - M n V_{th} W \left\{ \frac{I_o M R_{sh} \exp \left[\frac{I_o M R_{sh} (I_{ph} + I_o - I)}{M n V_{th}} \right]}{M n V_{th}} \right\} \quad (3-7)$$

$$V = (I_{PH} + I_O - I_i)R_{SH} - IR_S - n_s V_{th} W \left\{ \frac{I_o R_{SH} \exp \left[\frac{I_o R_{SH} (I_{PH} + I_O - I)}{n V_{th}} \right]}{n_s V_{th}} \right\} \quad (3-8)$$

因此串联后模型参数为

$$\begin{cases} I_{PH} = I_{ph} \\ I_O = I_o \\ R_S = MR_s \\ R_{SH} = MR_{sh} \\ n_s = Mn \end{cases} \quad (3-9)$$

由此，其短路电流、开路电压、最大功率点电流和最大功率点电压分别为

$$\begin{cases} I_{SC} = I_{sc} \\ V_{OC} = MV_{oc} \\ I_M = I_m \\ V_M = MV_m \end{cases} \quad (3-10)$$

2. 并联支路模型参数确定

假若有 N 个太阳电池并联，且在同样的光照强度下具有相同的输出特性，则在并联电路中流过各个组件的电压 V_i 等于总电压 V ，其电流则为各个组件电流之和。因此并联后电流方程为

$$I = \frac{(NI_{ph} + NI_o) \frac{R_{sh}}{N} - V}{\frac{R_s + R_{sh}}{N}} - \frac{nV_{th}}{N} W \left\{ \frac{I_o \frac{R_{sh}}{N} \frac{R_s}{N} \exp \left[\frac{\frac{R_{sh}}{N} \left(NI_{ph} \frac{R_s}{N} + NI_o \frac{R_s}{N} + V \right)}{nV_{th} \frac{(R_s + R_{sh})}{N}} \right]}{nV_{th} \frac{(R_s + R_{sh})}{N}} \right\} \quad (3-11)$$

$$I = \frac{(I_{PH} + I_O)R_{SH} - V}{R_S + R_{SH}} - \frac{n_p V_{th}}{R_S} W \left\{ \frac{I_o R_{SH} R_S \exp \left[\frac{R_{SH} (I_{PH} R_S + I_O R_S + V)}{n_p V_{th} (R_S + R_{SH})} \right]}{n_p V_{th} (R_S + R_{SH})} \right\} \quad (3-12)$$

因此串联后模型参数为

$$\begin{cases} I_{PH} = NI_{ph} \\ I_O = NI_o \\ R_S = \frac{R_s}{N} \\ R_{SH} = \frac{R_{sh}}{N} \\ n_p = n \end{cases} \quad (3-13)$$

由此，其短路电流、开路电压、最大功率点电流和最大功率点电压分别为

$$\begin{cases} I_{SC} = NI_{sc} \\ V_{OC} = V_{oc} \\ I_M = NI_m \\ V_M = V_m \end{cases} \quad (3-14)$$

综上所述，当阵列中有参数一致的太阳电池或组件，串联 M 个，并联 N 个时，其各个参数分别为

$$\begin{cases} I_{PH} = NI_{ph} \\ I_O = NI_o \\ R_S = \frac{MR_s}{N} \\ R_{SH} = \frac{MR_{sh}}{N} \\ n_p = Mn \\ I_{SC} = NI_{sc} \\ V_{OC} = MV_{oc} \\ I_M = NI_m \\ V_M = MV_m \end{cases} \quad (3-15)$$

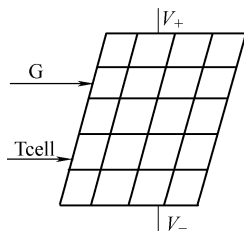


图 3-17 光伏阵列
仿真模型

在 PSCAD 中建立的光伏阵列通用仿真模型，如图 3-17 所示。

3.3.2 Buck 直流变流器

由于光伏阵列的 I - V 特性，为了使输出功率最大化，必须进行最大功率跟踪 (MPPT)，而 Buck 直流变流器是实现 MPPT 功能的重要硬件环节，且接入直流变流器后会提高光伏发电系统的发电效率。

1. Buck 直流变流器电路

Buck 直流变流器的原理图如图 3-18 所示。图中 V_{in} 是输入电压，通常为外部电源供电； S_1 和 S_2 是功率开关元件，实际应用中 S_1 通常采用 IGBT，而 S_2 采用大功率二极管； V_{sw} 为 SW 点电压； I_L 为电感电流。Buck 电路工作时， S_1 与 S_2 依次开通，设 S_1 的开通时间为 T_{on} ，其占空比用 D 表示；设 S_2 的开通时间为 T_{off} ，其占空比用 D_{off} 表示。

设 S_1 和 S_2 均为理想元件，即其导通电阻为 0，且开关周期 T 为 T_{on} 与 T_{off} 之和，那么 Buck 电路会工作于电流连续工作模式，且电感中的电流不会出现下降到零。在一个开关周期 T 内， $0 \sim T_{on}$ 内， S_1 开通，电流

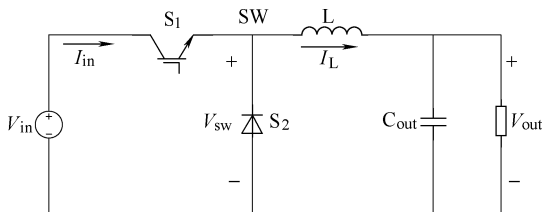


图 3-18 Buck 直流变流器原理图

通过电感 L ，开关 S_1 及电容对负载供电。此时，SW 点电压等于输入电压 V_{in} ，电感电流按固定斜率上升，可表示为：

$$S_{on} = \frac{V_{in} - V_{out}}{L} \quad (3-16)$$

则有在 $T_{off} \sim T$ 时间内， S_1 关断， S_2 开通，电感中存储的能量释放给负载与电容，此时 SW 点电压等于 0。电感中的电流会以固定斜率下降，其表示为

$$S_{off} = \frac{V_{out}}{L} \quad (3-17)$$

在一个周期内 SW 点的电压均值为

$$\overline{V_{sw}} = DV_{in} \quad (3-18)$$

由于 SW 点的电压包括有斩波电路的作用，那么电感电流的改变值和输出电压可表示为：

$$\Delta I_L = \frac{V_{out}}{L} (T - T_{on}) \quad (3-19)$$

$$V_{out} = DV_{in} \quad (3-20)$$

因此，改变 D 就能改变输出电压 V_{out} 的大小。

2. Buck 直流变流器参数设计

一些文献指出电感值的选取应基于输出负载直流瞬态和纹波电压值的要求。假设电感的纹波电流 $\Delta I_L = \delta I_{out}$ ，此时电感值应为

$$L = \frac{V_{out}}{\delta I_{out} f_s} \left(1 - \frac{V_{out}}{V_{in}} \right) \quad (3-21)$$

式中, V_{out} 为 Buck 电路输出电压值; V_{in} 为输入电压; f_s 为开关频率; I_{out} 为电路满载时的输出电流。

电容值则应满足输出电压纹波的设计要求, 则电容值应为

$$C = \frac{\Delta I_L}{8\Delta V_o} T_s \quad (3-22)$$

式中, ΔV_o 为输出纹波大小; ΔI_L 为电感上的电流变换大小; T_s 为开关周期。

3. Buck 直流变流器的控制

一个好的控制机制不仅包括稳定性和快速响应性, 还应包括控制准确度、体积成本、控制效率等因素, 常用的 Buck 电路控制方法可分为 PWM、PFM 和 PWM/PFM 混合控制模式。PWM 控制技术由于具控制简单、灵活和动态响应好的优点, 因此本书采用 PWM 控制技术。

3.3.3 逆变器模型

1. 逆变器工作原理

逆变的含义是把直流电变成交流电。交流侧连接电源时为有源逆变, 交流侧连接负载时为无源逆变。以图 3-19a 单相逆变桥说明工作原理。当开关 S_1 、 S_4 闭合, S_2 、 S_3 断开时, 负载电压 u_o 为正; 当开关 S_1 、 S_4 断开, S_2 、 S_3 闭合时, 负载电压 u_o 为负, 其波形如图 3-19b 所示。这样, 直流电就变成交流电, 改变开关的切换频率, 就可改变输出交流电的频率。

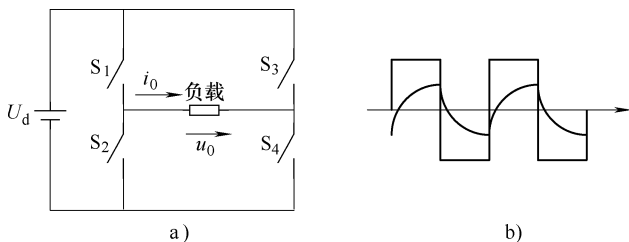


图 3-19 逆变电路及其波形

2. 逆变器数学模型

(1) 三相静止坐标系 (abc) 数学模型

三相联网电压源逆变器的电路结构如图 3-20 所示。

在图 3-20 所示的三相联网电压源逆变器的电路结构中, 设

- 1) 三相电动势 e_a 、 e_b 和 e_c 对称稳定。
- 2) 开关为理想元件, 没有延时。
- 3) 滤波器 L 为线性的, R 为等效电阻。

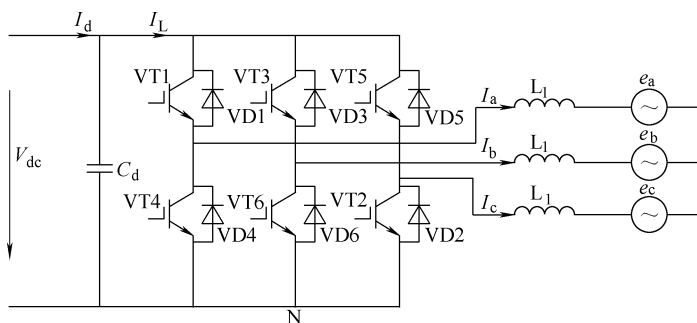


图 3-20 三相电压源逆变器的电路结构

开关函数定义为

$$S_k = \begin{cases} 0 & \text{上桥臂导通, 下桥臂关断} \\ 1 & \text{上桥臂关断, 下桥臂导通} \end{cases} \quad (k = a, b, c) \quad (3-23)$$

在图 3-20 中, 当 a 相 VT1 导通, VT4 关断时, 开关函数 $S_a = 1$, $U_{aN} = U_{dc}$; 当 a 相 VT4 导通, VT1 关断时, 开关函数 $S_a = 0$, $U_{aN} = 0$ 。所以, a 相和 N 点的电压差为

$$U_{aN} = S_a U_{dc} \quad (3-24)$$

同理有

$$U_{bN} = S_b U_{dc}, \quad U_{cN} = S_c U_{dc} \quad (3-25)$$

则有逆变桥输出电流为

$$\dot{i}_d = S_a \dot{i}_a + S_b \dot{i}_b + S_c \dot{i}_c \quad (3-26)$$

采用基尔霍夫电压定律建立三相 VSI, a 相回路方程为

$$L \frac{di_a}{dt} + Ri_a = (v_{aN} + v_{N0}) - e_a \quad (3-27)$$

同理可得 b, c 相方程为

$$L \frac{di_b}{dt} + Ri_b = (v_{bN} + v_{N0}) - e_b \quad (3-28)$$

$$L \frac{di_c}{dt} + Ri_c = (v_{cN} + v_{N0}) - e_c \quad (3-29)$$

对直流侧电容正极节点处应用基尔霍夫电流定律, 得

$$C \frac{du_{dc}}{dt} = i_{dc} - i_1 \quad (3-30)$$

考虑主电路为同步发电机发出的三相三线平衡系统, 故有

$$\begin{cases} e_a + e_b + e_c = 0 \\ i_a + i_b + i_c = 0 \end{cases} \quad (3-31)$$

联立式 (3-23) ~ 式 (3-31) 式可得

$$u_{N0} = -\frac{u_{dc}}{3}(S_a + S_b + S_c) \quad (3-32)$$

将式 (3-26) ~ 式 (3-29) 代入式 (3-30) ~ 式 (3-32) 可得三相逆变器在 abc 坐标系中的数学模型为

$$\begin{cases} L \frac{di_a}{dt} = \left(S_a - \frac{S_a + S_b + S_c}{3} \right) u_{dc} - Ri_a - e_a \\ L \frac{di_b}{dt} = \left(S_b - \frac{S_a + S_b + S_c}{3} \right) u_{dc} - Ri_b - e_b \\ L \frac{di_c}{dt} = \left(S_c - \frac{S_a + S_b + S_c}{3} \right) u_{dc} - Ri_c - e_c \\ C \frac{du_{dc}}{dt} = i_d - (S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c) \end{cases} \quad (3-33)$$

由式 (3-33) 可以看出, 逆变器输出电流和直流电压及开关函数有关。同时输出电流和其他两相开关函数有关。

(2) 两相同步旋转坐标系 (dq) 数学模型

三相逆变器的三相旋转坐标系 (abc) 的数学模型具有直观及逆变器结构清晰的特点。但是, 逆变器交流侧状态变量均随时间变化, 本节将通过 dq 变换将三相旋转坐标系 (abc) 的数学模型转变两相同步旋转坐标系数学模型。

将式 (3-33) 进行 dq 变换得旋转坐标系数学模型为

$$\begin{cases} L \frac{di_d}{dt} = S_d u_{dc} - Ri_d - e_d + \omega Li_q \\ L \frac{di_q}{dt} = S_q u_{dc} - Ri_q - e_q - \omega Li_d \\ C \frac{du_{dc}}{dt} = i_{dc} - \frac{3}{2}(i_d S_d + i_q S_q) \end{cases} \quad (3-34)$$

从式 (3-34) 可知, 逆变器开关函数存在变量乘积 ($i_q S_q$ 、 $i_d S_d$), 因此需要线性化非线性因素。不计逆变器本身损耗, 直流侧和交流侧应功率平衡, 即

$$P_{ac} = P_{dc} \quad (3-35)$$

通过坐标变换, 得

$$P_{ac} = \frac{3}{2} e_d i_d + \frac{3}{2} e_q i_q \quad (3-36)$$

$$P_{dc} = u_{dc} i_{dc} = u_{dc} C \frac{du_{dc}}{dt} + i_L \quad (3-37)$$

由式 (3-35) ~ 式 (3-37) 可得

$$\frac{3}{2}e_d i_d + \frac{3}{2}e_q i_q = u_{dc} C \frac{du_{dc}}{dt} + i_L$$

化简得

$$\frac{d}{dt}u_{dc}^2 = \frac{2}{C}i_L - \left(\frac{3}{C}e_d i_d + \frac{3}{C}e_q i_q \right) \quad (3-38)$$

从式 (3-38) 可知, 需要线性化 i_d 、 i_q 、 u_{dc} 之间非线性关系。定义新变量 v , 令 $v = u_{dc}^2$ 。线性化逆变器输出电压的 dq 分量 u_d 、 u_q , 定义变量 v_d 、 v_q , 令

$$\begin{cases} v_d = e_d - u_{dc} S_d = e_d - u_d \\ v_q = e_q - u_{dc} S_q = e_q - u_q \end{cases} \quad (3-39)$$

将 $v = u_{dc}^2$ 和式 (3-39) 代入式 (3-38)、式 (3-37) 可得逆变器坐标系 (dq) 中改进的数学模型为

$$\begin{cases} L \frac{di_d}{dt} = -Ri_d + \omega Li_q - v_d \\ L \frac{di_q}{dt} = -\omega Li_d - Ri_q - v_q \\ C \frac{dv}{dt} = 2i_L - (3e_d i_d + 3e_q i_q) \end{cases} \quad (3-40)$$

由式 (3-40) 可知, 新变量 v 、 v_d 、 v_q 为一阶线性微分方程。

(3) 三相逆变器的控制模型

从逆变器 dq 模型可以看出, 控制参数需要靠仿真或模型线性化来获取。这在实际应用很困难, 所以本章通过应用双环控制来设计, 即电压外环和电流内环。外环控制直流电压, 内环控制功率。

从式 (3-40) 可得

$$\begin{cases} L \frac{di_d}{dt} = -Ri_d + \omega Li_q + S_d u_{dc} - e_d \\ L \frac{di_q}{dt} = -Ri_q - \omega Li_d + S_q u_{dc} - e_q \end{cases} \quad (3-41)$$

令 $u_d = S_d u_{dc}$ 、 $u_q = S_q u_{dc}$ 。从式 (3-41) 可以看出, u_d 、 u_q 、 ωLi_q 、 $-\omega Li_d$ 、 e_q 、 e_d 都影响 d、q 轴电流。所以, 通过状态反馈解耦 d 轴和 q 轴电流。

将电压矢量分为 3 个分量, 即

$$u_d = u_{d1} + u_{d2} + u_{d3}$$

$$u_q = u_{q1} + u_{q2} + u_{q3}$$

如果令

$$\begin{aligned} u_{d1} &= e_d, u_{d2} = -\omega L i_q \\ u_{q1} &= e_q, u_{q2} = \omega L i_d \end{aligned}$$

将上面关系式代入式 (3-41), 可得

$$\begin{cases} L \frac{di_d}{dt} + R i_d = u_{d3} \\ L \frac{di_q}{dt} + R i_q = u_{q3} \end{cases} \quad (3-42)$$

从 (3-42) 式可以看出, 电流状态反馈 (u_{d2} 和 u_{q2}) 实现 dq 轴电流解耦。dq 轴电流解耦使其电流能独立控制, 提高逆变器动态性能。

两相同步旋转坐标系 (dq) 中, 其 dq 模型可表示为

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} LP + R, & -\omega L \\ \omega L, & LP + R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_d \\ e_q \end{bmatrix} \quad (3-43)$$

$$\frac{3}{2}(u_d i_d + u_q i_q) = u_{dc} i_{dc} \quad (3-44)$$

式中, e_d 、 e_q 分别表示电网电压的 d、q 轴分量; u_d 、 u_q 分别表示联网逆变器交流侧电压的 d、q 轴分量; i_d 、 i_q 分别表示联网逆变器交流侧电流的 d、q 轴分量; P 为微分算子。

设 d、q 坐标系中 q 轴与电网电压 e_q 重合, 则电网电压 d 轴分量 $e_d = 0$ 。

从式 (3-44) 可以看出, 逆变器 dq 轴分量耦合。通过前馈来解除耦合, 电流控制器为 PI, 方程如下:

$$\begin{cases} u_d = \left(K_{ip} + \frac{K_{il}}{S} \right) (i_d^* - i_d) - \omega L i_q + e_d \\ u_q = \left(K_{ip} + \frac{K_{il}}{S} \right) (i_q^* - i_q) + \omega L i_d + e_q \end{cases} \quad (3-45)$$

式中, K_{ip} 、 K_{il} 分别表示比例环节增益和积分环节增益; i_d^* 、 i_q^* 分别表示 i_d 、 i_q 的电流参考值。

将式 (3-45) 代入式 (3-43), 并化简得:

$$P \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left[R - \left(K_{ip} + \frac{K_{il}}{S} \right) \right] / L, 0 \\ 0, \left[R - \left(K_{ip} + \frac{K_{il}}{S} \right) \right] / L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \left(K_{ip} + \frac{K_{il}}{S} \right) \begin{bmatrix} i_d^* \\ i_q^* \end{bmatrix} \quad (3-46)$$

首先将电网侧三相电压和电流利用 dq 变换转换到旋转坐标系中, 通过与参考值比较后, 经过解耦的 PI 控制分别有功功率和无功功率。解耦的电流控制除了 PI 控制外, 还包括电流状态反馈解耦合电网电压扰动的补偿, 将这三个量合

成起来作为 dq 轴电压输出 u_d 、 u_q 。最后, dq 轴电压经过脉宽调制器控制输出控制信号控制联网逆变器。

3.3.4 单级型并网光伏发电系统

单级型并网发电系统如图 3-21 所示, 逆变器需完成升压、最大功率点跟踪、DC/AC 变换和孤岛检测。其中多个光伏组件通过串联提高直流侧输出电压才能逆变至电网电压等级。但其通过并联可以提高光伏电池输出功率。经逆变后将交流电压通过工频变压器连接到电网上。

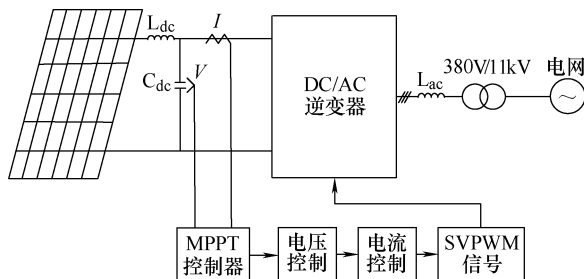


图 3-21 单级型并网发电系统示意图

虽然单级型并网发电系统控制复杂, 而且系统设计灵活性也较差, 特别是工频并网变压器的引入使得造价偏高, 且在光照强度较弱时由于直流侧无 DC/DC 电路, 造成整体发电效率降低。但其直流侧采用大量太阳电池串并联, 并采用单级式三相并网逆变器结构拓扑结构固定, 因此在大容量光伏电站建设中多采用此结构。

基于上述原理, 结合电磁暂态仿真软件 PSCAD, 搭建了单级型并网光伏发电系统模型如图 3-22 所示。其并网逆变侧采用双环控制, 内环电流外环电压。光伏阵列与太阳电池参数与双级型相同, 其额定功率为 250kW, 太阳电池参数

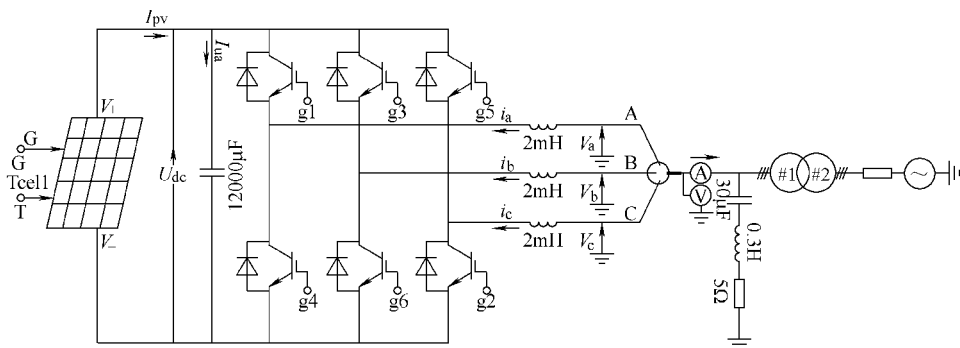


图 3-22 单级型并网光伏发电系统

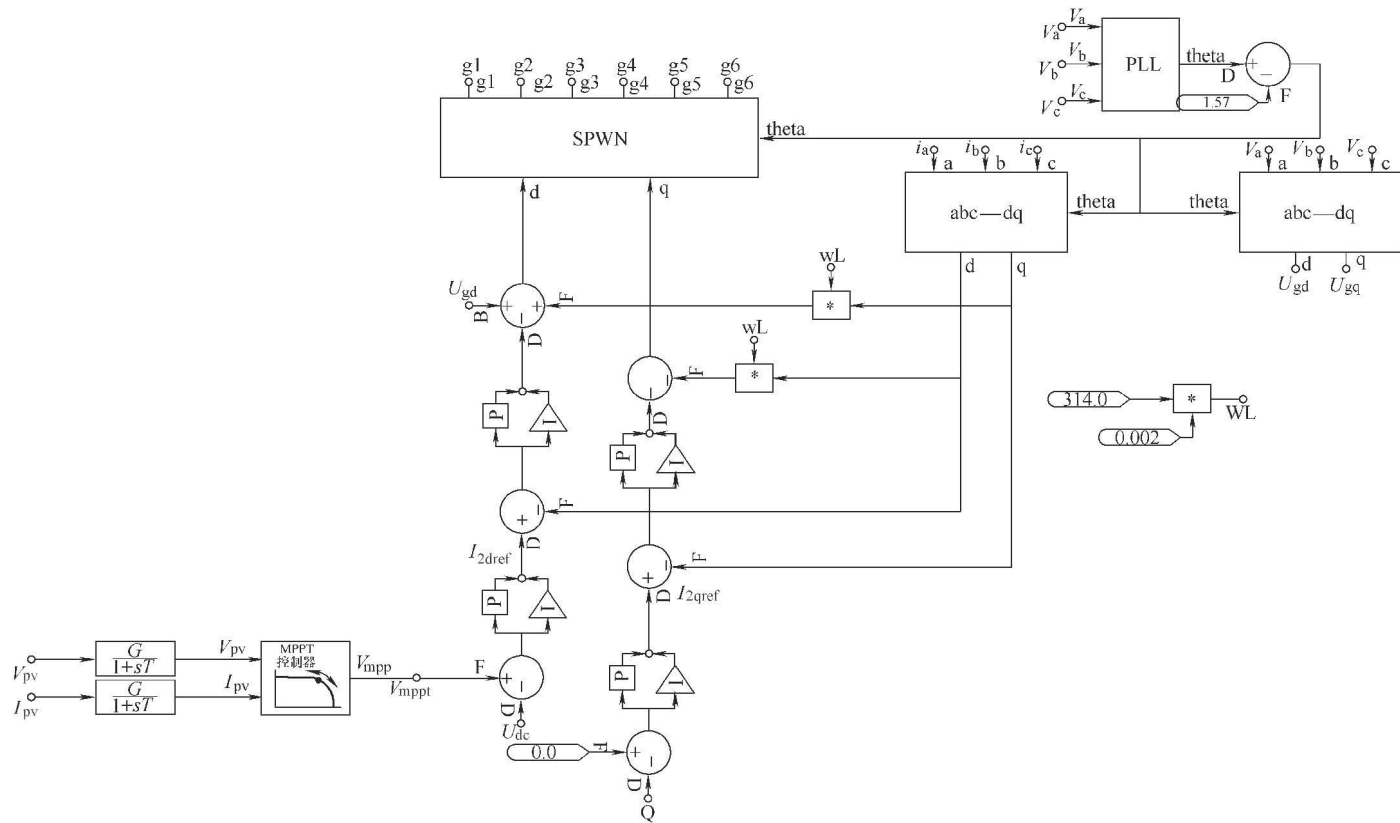


图 3-23 逆变器控制系统

见表 3-6。

图 3-22 中变流器输入端电容为 $12000\mu\text{F}$ ，输出端电感为 2mH ；RLC 滤波电路电阻值为 5Ω ，电感值为 0.3H ，电容值为 $30\mu\text{F}$ 。逆变器并网电压为 0.4kV ，光伏发电系统通过升压变压器接入 35kV 电网。逆变器控制系统如图 3-23 所示。

图 3-23 中逆变器控制外环分别为电压控制与无功功率控制，内环采用电流控制。将 MPPT 控制器计算所得最大功率点电压作为外环电压参考值，从而调节光伏阵列输出电压，实现最大功率跟踪。逆变器调制方法采用 SPWM 调制与双级型光伏发电系统相同。

3.3.5 双级型并网光伏发电系统

双级型并网光伏发电系统一般在第一级采用 DC/DC 变流器将太阳电池输出的直流电斩波成适合有源逆变的稳定直流电压，第二级为全桥或半桥逆变电路。通常所用的 DC/DC 电路包括 Boost、Buck 等拓扑结构的变流器，以及含有隔离变压器的推挽、半桥和全桥结构的 DC/DC 变流器，如图 3-24 所示。

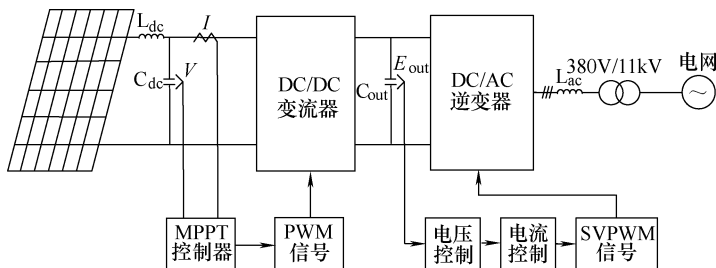


图 3-24 双级型并网发电系统示意图

双级型并网光伏发电系统在其效率和设计灵活性上均高于单级式系统，且由直流变换和逆变由两部分完成。其控制算法相对简单，但受 DC/DC 器件的容量和成本的限制，通常应用在直流电压较低、无大量电池板串并联的独立中小型光伏发电系统中。

基于上述原理，结合电磁暂态仿真软件 PSCAD，搭建了双级型并网光伏发电系统模型如图 3-25 所示。其并网逆变侧采用双环控制，内环电流外环电压。光伏阵列中串联光伏模块 20 个，并联 20 个，每个光伏模块由 108 个太阳能电池串联而成，4 个光伏电池并联，其额定功率为 250kW ，光伏电池参数见表 3-6。

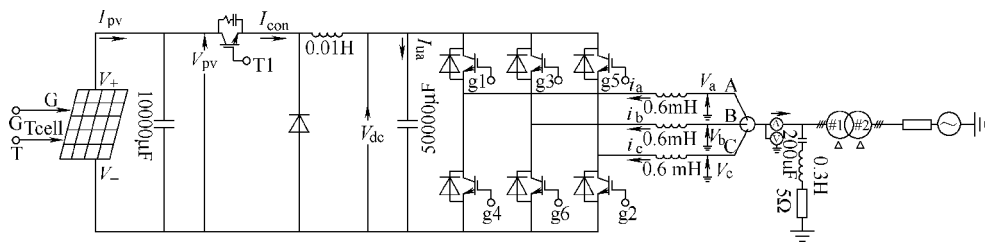


图 3-25 双级型并网光伏发电系统

表 3-6 光伏电池参数

串联电阻	0.02Ω
并联电阻	1000Ω
二极管影响因子	1.5
光伏电池禁带宽度	1.103eV
二极管反向饱和电流	1e-9A
光伏电池的短路电流	2.5A
电流变化温度系数	0.0001

图 3-25 中 Buck 输入端电容值为 10000μF，电感值为 0.01H；变流器输出端电容为 50000μF，输出端电感为 0.6mH；RLC 滤波电路电阻值为 5Ω，电感值为 0.3H，电容值为 200μF。Buck 电路低压侧电压为 0.5kV，逆变器并网点电压为 0.4kV，光伏发电系统通过升压变压器接入 35kV 电网。

Buck 电路控制系统如图 3-26 所示，将 MPPT 控制器计算所得最大功率点作为 Buck 电路输入端参考电压，从而调节光伏阵列输出电压 V_{pv} ，实现最大功率跟踪。

逆变器采用双环控制，如图 3-27 所示。

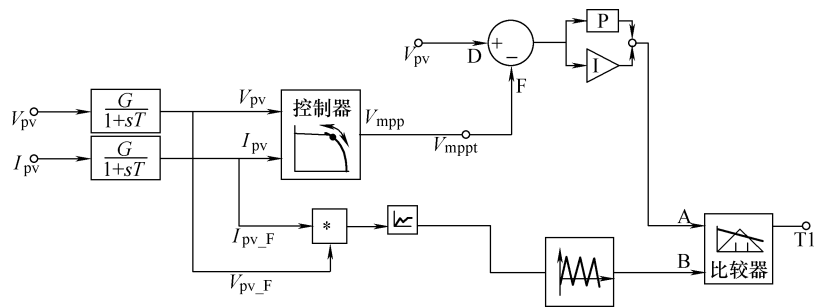


图 3-26 Buck 电路控制系统

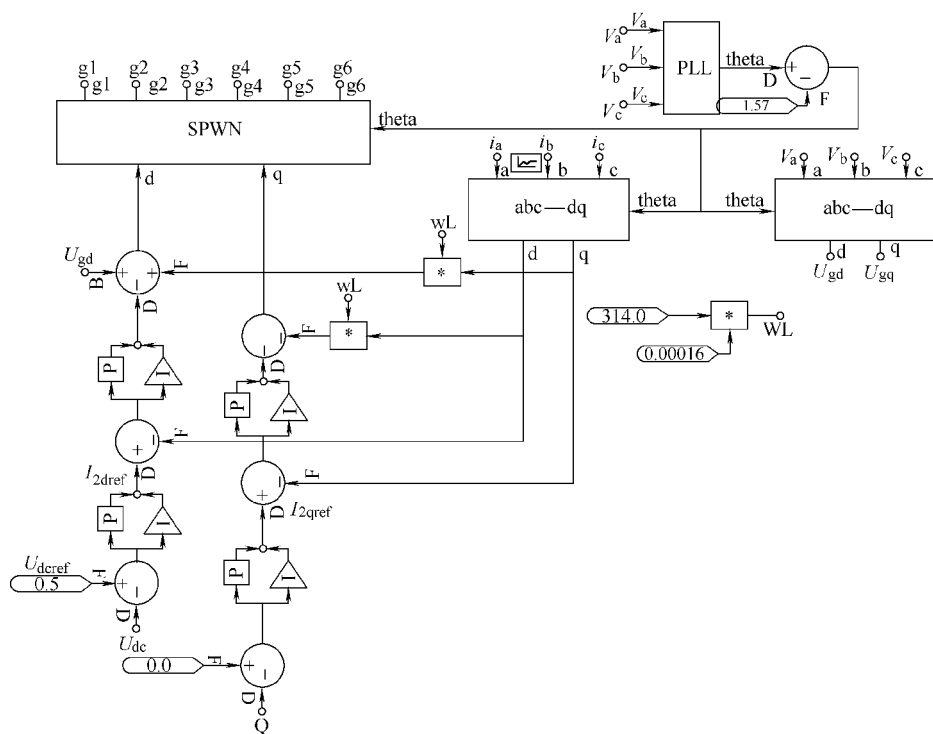


图 3-27 逆变器控制系统

图 3-27 中外环分别为直流侧电压控制与无功功率控制，内环采用电流控制。逆变器调制方法采用 SPWM 调制，其结构如图 3-28 所示。

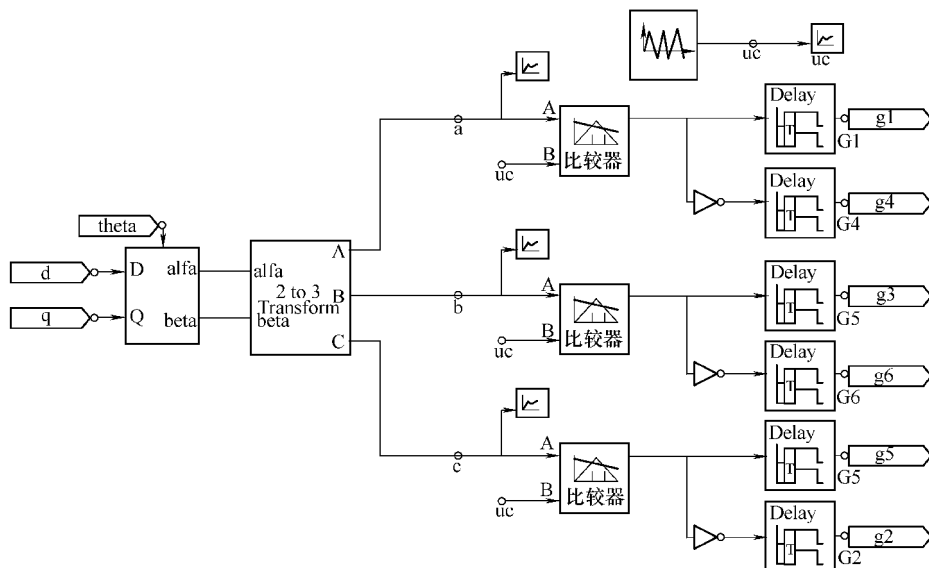


图 3-28 SPWM 调制系统

3.4 电力系统对光伏系统的接纳能力

光伏发电是一种清洁的能源技术，其资源消耗较小，又不释放污染物、废料，也不产生温室气体破坏大气环境，更不会有废渣的堆放、废水排放等问题，有利于保护周围环境，是一种绿色可再生能源。按照日本的新能源计划、欧盟可再生能源白皮书、美国光伏计划等推算，到2030年全球光伏发电装机容量将达到300GW，届时整个产业的产值有可能突破3000亿美元；至2040年光伏发电将达到全球发电总量的15%~20%。一般情况下，光伏发电系统分为光伏并网发电系统和独立光伏发电系统。其中，光伏并网发电系统由于具有环保且易于安装等优点，再加上商品化技术的成熟和世界各国的计划性推动，已成为发达国家发展太阳能发电的主要选择。在葡萄牙南部穆拉市附近建成的光伏电站，其发电能力达66MW，所产生的电能足以供应21000户家庭日常使用。2012年，全球光伏市场仍将保持增长，全年装机量达24GW，同比增长14%。

同时，我国《可再生能源发展“十二五”规划》、《太阳能光伏产业发展“十二五”规划》和《太阳能发电“十二五”规划》等颁布实施，为产业后续发展奠定了坚实的基础。太阳能利用水平的大跨度的飞跃，使得太阳能发电由原来的试验阶段和局部点缀功能逐步过渡到大规模发电的新阶段，成为一种有竞争力的发电模式。因此，大规模光伏并网发电技术将是今后世界性的一个研究方向。

然而，大规模光伏电源的接入使得电网承载更大的压力，电网接纳光伏电源的能力已成为光伏产业发展的主要制约因素。

1. 光伏并网发电系统对电能质量的影响

光伏并网发电对电能质量产生的影响可从三个方面分析。

1) 影响电压质量及其控制。太阳能光伏电站的实际输出功率随光照强度的变化而变化，白天光照强度最强时，发电装置输出功率最大，夜晚几乎无光照以后，输出功率基本为零。而配电网中除了通过投切电容器、电抗器调节电压外，一般很少具有其他的动态无功调节设备，如果该类发电量所占比例较大，其具有的易变性将使配电线路上的负荷潮流极易发生波动且变化较大，从而加大了电网正常运行时的电压调整难度，调节不好会使电压超标。因此，除设备故障因素以外，发电装置输出功率随日照、天气、季节、温度等自然因素而变化，输出功率不稳定。计算时还要考虑在最严重情况下，发电场输出最大功率时突然切机对系统接入点电压造成的影响。

2) 光伏并网发电系统通过光伏组件将太阳能转化为直流电能,再通过并网型逆变器将直流电能转化为与电网同频率、同相位的正弦波电流,并入电网。在将直流电能经逆变转换为交流电能的过程中,会产生大量谐波。根据目前并网型逆变器样本资料,逆变后的总畸变率一般为 $3\% \sim 4\%$,其总畸变率本身已接近或超过相关规定限值。并网时,在与系统接入点的谐波叠加后,有可能超过其限值。因此,在光伏电站并网时需对总畸变率进行实际检测,并根据实际接入容量比例分摊谐波限值。如果经过检测无法满足国家标准的相关规定,则需采取加装滤波装置等相应措施。当电网内的光伏并网发电系统规模有限时,如果滤波器的设计良好,则由直流电逆变为交流电时所产生的谐波对交流电网造成的谐波污染一般能控制在可接受范围内。但是,随着今后光伏并网发电系统的逐步推广和发电容量占电网内总发电量比例的上升,有关的谐波管理应得到重视。如果管理不当,来自多个谐波源的能量叠加,有可能达到电能质量不可接受的谐波含量。当系统内含有多个谐波源时,还可能在系统内激发出谐波的功率谐振。另外,当逆变器输出轻载时,谐波会明显变大,在 10% 额定出力以下时,电流 THD (总谐波失真) 甚至 would 达到 20% 以上。

3) 孤岛效应影响用户用电质量。当电力公司的供电因故障、事故或停电维修而跳脱时,各用户端的太阳能并网发电系统有可能和周围的负载构成一个电力公司无法掌握的自给供电孤岛,即所谓的孤岛效应。当光伏并网系统越来越多时,产生孤岛效应的概率也将增加。一般来说,孤岛效应对整个配电系统及用户端造成的影响主要包括:①重新恢复供电时,因相位不同步而对电网用户造成冲击;②电力孤岛区域供电电压和频率不稳定;③当太阳能并网发电系统切换成孤岛方式运行时,如果该供电系统内无储能元件或其容量太小,会使用户负荷发生电压闪变;④太阳能供电系统脱离原有的配电网后,其原来的单相供电模式可能造成其他配电网内出现三相负载不对称的情况,因而可能影响到其他用户的电压质量。

2. 光伏并网发电系统对电网安全运行的影响

1) 当光伏并网发电系统的发电容量占电网内总发电量比例逐步增大后,不仅可能对配电网内的电压控制产生影响,还可能影响到高压电网的电压特性,甚至引起电压稳定性问题。例如,某大区电网的重负荷区内安装了大量的光伏发电系统。考虑到这类地区的日照特性基本相同,当该地区的日照出现突变时,由于太阳能功率的大量减少,将导致该地区出现大量的功率缺额。若该缺额很大,则可能对该地区整个的电压质量甚至电压稳定性产生不利影响。

2) 当光伏并网发电系统的发电容量占电网内总发电量比例逐步增大后,由

于光伏发电具有一定的随机性,因而可能导致电网内的频率时常出现波动。如果系统内的一次调频机组采用火力发电机组,将会在一定程度上影响到汽轮机叶片的使用寿命。

3) 当系统内出现了孤岛效应后,在该孤岛内缺少蓄电池的前提下,如何确保该孤岛系统内用户的供电电压质量和频率稳定性,这也是光伏并网发电系统中需要重点解决的技术问题。

3. 光伏并网发电系统对配电网的影响

目前,我国的中低压配电网大都是单电源、辐射状网络。配电网的继电保护相对于高压大电网的继电保护而言,保护配置相对简单。配电网中常用的继电保护有电流保护、电压保护和距离保护等。由于辐射状的配电网潮流具有单向流动的特点,并考虑到绝大多数的故障都是瞬时性故障,故为了简化保护配置。传统配电网的典型保护方案通常是主馈线采用无时限电流速断保护和定时限过电流保护组成的两段式保护,并配置三相一次重合闸(前加速)装置。

由于太阳能光伏发电属于能量密度低、稳定性差、调节能力差的电源,光伏电源接入配电网后,将会对短路电流有所贡献。其贡献和光伏电源与故障点的相对位置、线路阻抗、光伏电源容量等有密切的关系。光伏电源对短路电流的贡献将会改变配电网节点的短路水平,对配电网设备的容量、继电保护整定、光伏电源投资优化等有重要参考价值。光伏的高渗透率接入使得配电网从传统的单电源放射型网络变为双端甚至多端网络,这可能改变故障电流大小、持续时间及方向,从而导致继电保护误动、拒动或失去选择性;导致熔断器误动作而失去选择性。光伏组件的故障也会对电网运行和其保护产生不利影响。另外,当光伏发电系统反孤岛保护时间与自动重合闸等装置失调配合时,可能产生非同期合闸等问题。伴随着光伏接入容量的增大,现有的光伏并网逆变器的控制保护功能与技术将不能满足输配电网安全稳定运行的要求,制约光伏并网的发展。除此之外,光伏电站的供电时间也容易受外界环境的影响。它可能会频繁起停,也可能使光伏发电系统停运,进而无法提高供电的可靠性。电网故障时配电网的继电保护误动作,以及光伏并网发电不恰当的安装点、容量和连接方式都将降低配电网的可靠性。

4. 光伏并网发电系统对电网调度的影响

光伏并网发电系统受光照强度等气候条件影响较大,导致其向交流电网输送的功率处于不断地变化中。如果某一输电断面的某侧电网内有容量相对较大的光伏并网发电系统存在,则会导致该输电断面的功率出现波动,这将不利于断面两侧系统间交换功率的平稳控制,并网发电后会对调度运行都将造成一定影响。

传统的电网发电计划，尤其是日发电计划，主要依赖于对负荷的准确预测。光伏并网发电系统所发出的电能往往能就地平衡掉当地的某些负荷，由于光伏并网发电系统的发电量受气候影响显著，使得整个电网的负荷总量具有更多的时变性和随机性，从而给电网的发电计划，尤其是日发电计划的合理制定，带来了较大的难度。

5. 其他方面的影响

由于光伏是在白天发电，当光伏并网发电系统不安装储能系统且并网运行时会产生一定量的反向功率输入电网，此时会由于云层的变化而造成公共连接点的电压波动和电压升高。如果与各相负荷连接的光伏发电设备数量不均匀的话，较易产生不平衡电流和不平衡电压。

除上述之外，光伏并网发电系统的接入还关系到相关法规、标准的制定，以及对电网仿真分析和计算需求的产生一定的影响。

为解决光伏发电并网难题，各相关部门全力支持新能源发展和分布式能源接入，在电网建设、并网管理、工程示范、技术研究等方面开展了一系列工作。

从技术领域方面，应进行以下相关方面的研究：

1) 从安全运行角度需要进一步研究太阳电池的最大功率转换追踪控制技术、光伏并网发电系统的孤岛效应检测技术和光伏并网发电系统重新恢复供电时的相位同步技术。

2) 研究光伏并网发电系统各种组件及相应控制保护的数学建模方法，建立适合于电网静态和动态分析的光伏并网发电系统模型，并在现有的电力系统仿真软件中实现。

3) 在电磁暂态研究中，恰当地选取待研究系统规模，进行系统化简或等效，其中包括外部网络和配电网的化简或等效。

4) 在包含大规模光伏电站的电力系统中，研究如何通过改进对光伏电站的控制来改善电网的运行特性和安全性。

5) 研究包含大规模光伏电站的电力系统及小规模配电系统中有关光伏电站的实用监视和控制技术。

6) 从机电暂态角度，研究光伏并网发电系统接入后对电网安全稳定可能造成的不利影响和其他新的技术问题，比如研究结果的可信度和准确性等。

7) 深入研究光伏发电新技术。

为了适应大规模、高容量光伏发电接入电网运行，同时保证电网的安全稳定，有必要研究光伏并网发电的新技术。其中，储能技术、谐波抑制、新型并网逆变器等将成为主要的研究内容。

① 储能技术。储能技术是未来电力系统中重要的新技术，尤其是在含有高比例光伏发电这类变化电源系统中更有应用前景。光伏系统通过并网逆变器与储能装置配合，进行能量的释放或储存，可以实现频率/有功的调节，也可以平抑电网功率的波动，限制系统故障电流和平衡负荷的扰动，提高系统的静态和暂态稳定性。主要的储能设备有蓄电池、超级电容器、超导储能装置（SMES）、压缩空气储能（CAES）等。

② 谐波抑制。光伏发电工作在低功率区时，会有较大的电流谐波。针对现有并网逆变器，谐波抑制的有效解决方案有群控技术（Team）和综合补偿控制两种。群控技术是指为了使逆变器工作在高效区，将多台逆变器并联运行，逆变器间进行协调控制的一种方式。由于群控时各逆变器的直流侧并联，提高了直流侧的容量，相对于非群控的低功率状态，通过协调控制使得此时只有1台逆变器工作，可使此逆变器工作较高效率区，从而可以提高逆变器发电功率、降低谐波含量。综合补偿控制技术则是在逆变器中集成交流滤波器 [主要为有源滤波技术（APF）]，通过综合控制，实现输出有功/无功功率控制的同时抵消产生的谐波分量。

③ 新型并网逆变器。由于现有并网逆变器的功能不能很好地满足光伏发电大容量接入配电网的要求，需要研究新型的逆变器。它应该具有有功/频率控制、无功/电压控制功能及与调度自动化的通信能力。另外，光伏发电接入的配电保护算法、光伏发电的无功控制与配电无功调节装置的协调也是需要研究的内容。

第 4 章 储能系统运行特性

供需瞬时平衡是电力系统运行的基本原则，而储能技术的引入，彻底颠覆了电力系统的运行规则。储能技术在电力系统的应用，贯穿其发、输、配、用各个环节，在不同场合均起到了不同的技术补充作用。储能技术在发电环节的应用，目前多以与间歇式电源的联合应用为切入点。在众多储能技术中，电池储能方式凭借其响应速度快、能量密度大、规模灵活、易维护、寿命长等特点成为规模化普及的首选。电池储能系统应用于间歇式电源发电，有助于平滑功率输出，缩减其功率预测误差，并降低能源丢弃率，显著提高了间歇式电源的并网能力。了解电池储能系统运行特性，主要从储能电池本体、电池管理系统（BMS）、能量转换系统（PCS）拓扑结构等方面着手。

4.1 概述

现代储能技术随着材料科学的进步得到一定程度的发展，在电力系统中发挥着重要作用。电力系统引入储能环节后，可以有效地实现需求侧管理，消除昼夜峰谷差，实现负荷调平，不仅可提高电力设备利用率，降低供电成本，还可以促进可再生能源的并网应用，也可作为提高系统运行稳定性、改善供电质量、调整频率、补偿负荷波动的一种手段。同时，移动式储能技术还可为电动汽车应用提供动力能源。电力系统负荷的峰谷特性，使得采用储能系统调节电力负荷很有必要，可以在电力充沛时储存电能，在负荷高峰时释放电能，达到削峰填谷、减少系统备用需求的作用。在新能源技术快速发展的大背景下，储能用于风力发电、太阳能光伏发电等新能源发电。通过储能元件对电能的储存与释放，可平滑新能源发电出力波动，解决新能源发电自身出力随机性、不可控的问题，减小新能源出力变化对电网的冲击，使得廉价的不稳定的能源变成稳定的具有较高价值的产品。目前，储能系统在提升电网接纳间歇电源能力、提高电网安全可靠运行能力、改善电能质量等诸多方面的显著作用，已逐步得到国内外业界的普遍认同。储能与大容量风力发电系统的结合是可再生能源的重要组成部分，国内已有相关风电设备厂商通过与国际储能技术企业合作生产风储联合应用设备。

储能技术的发展伴随着电力工业发展中存在的问题而发展起来。电能本身不

能储存，然而将电能转化为机械能、化学能或电磁能等形态即可实现存储。根据能量存储方式的不同可将储能方式分为机械储能（如抽水蓄能、压缩空气储能和飞轮储能等）、电化学储能（如锂离子电池、钠硫电池、液流电池、铅酸蓄电池等）、电磁场储能（如超导储能、超级电容器储能等）和相变储能（如熔融盐储能、冰蓄冷储能等）四大类型。

储能技术以其特有的优势成为了国内外研究的热点，世界各国都投入了大量人力、物力、财力进行储能技术的研发与示范应用。但大规模储能技术在全球都还处于发展初期，尚未形成主导性的技术路线，无论哪一种储能电池，其单体能量、功率等性能参数都不能满足大规模储能的要求。在实际应用中均采用系统集成的方式，电池储能系统正逐步向智能化、模块化、集成化、标准化方向发展。一些影响储能技术规模化应用的技术瓶颈还有待突破，包括储能技术的效率、安全性、可靠性、循环使用寿命和动态响应等。除电池储能技术外，超级电容器储能、超导储能、压缩空气储能等储能技术正在研究当中。

各种储能技术在其能量密度、功率密度、响应速度和储能系统容量规模等方面均具有不同的表现，而同时电力系统也对储能系统各方面应用也提出了不同的技术要求，很少能有一种储能技术可以完全胜任在电力系统中的各种应用。因此，必须兼顾双方需求，选择合适的储能方式与电力应用。储能技术在电力系统能否得到大规模应用和推广，首先应该考虑基于该技术的储能系统的造价成本、运行及维护成本、运行中安全和可靠性以及规模能力等因素。此外，还需要考虑储能系统的能量转换效率、系统寿命、动态性能和冗余调节能力等多方面因素。表 4-1 分别从典型额定功率、持续时间、特点及应用场合详细比较了抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能、超导储能、超级电容储能、锂离子电池储能、液流电池储能和钠硫电池储能等在电力系统中的应用。

表 4-1 应用于电力系统的储能技术比较

储能类型		典型额定功率	持续时间	优势	劣势	应用方向
机械储能	抽水储能	100 ~ 2000MW	4 ~ 10h	大功率、大容量、低成本	受地理条件限制	辅助削峰填谷、调频、黑启动和备用电源等
	压缩空气储能	10 ~ 300MW	1 ~ 20h	大功率、大容量、低成本	受地理条件限制	备用电源、黑启动等
	飞轮储能	5kW ~ 10MW	1s ~ 30min	高功率密度、长寿命	低能量密度	提高电力系统稳定性、电能质量调节等

(续)

储能类型		典型额定功率	持续时间	优势	劣势	应用方向
电化学储能	锂离子电池	100kW ~ 100MW	数小时	大容量、高能量密度、高功率密度、高能量转换效率	安全性、循环寿命及规模化	平滑可再生能源功率输出、辅助削峰填谷、电能质量调节等
	全钒氧化还原液流电池	5kW ~ 100MW	1 ~ 20h	大容量、长寿命	低能量密度、效率不高	辅助削峰填谷、平滑可再生能源功率输出等
	钠硫电池	100kW ~ 100MW	数小时	大容量、高能量密度、高能量转换效率	安全顾虑	平滑可再生能源功率输出、辅助削峰填谷等
电磁储能	超导储能	10kW ~ 50MW	2s ~ 5min	响应速度快	低能量密度、高制造成本	电能质量调节、提高系统稳定性和可靠性等
	超级电容器	10kW ~ 1MW	1 ~ 30s	高能量转换效率、长寿命、高功率密度	低能量密度	短时电能质量调节、平滑可再生能源功率输出等

在上述储能技术中，尚没有一种非常完美的储能技术可用于电力系统的各个环节。根据储能技术特点、技术成熟度及其产业化程度，现阶段电池储能系统是一种比较适合电力系统应用的储能电源。电池储能系统具有技术相对成熟、容量大、安全可靠、无污染、噪声低、环境适应性强、便于安装等优点。锂离子电池、全钒液流电池、钠硫电池为其三大主流技术。其中，锂离子电池储能技术发展最快，逐步成为主力军，现已形成成熟的产业链。随着纳米技术、新材料合成技术的发展，锂离子电池价格下降空间较大，在储能系统规模化应用中，锂离子电池逐步成为首选。

针对大规模储能技术应用，国内外已相继开展 200 多项示范工程，确立了以储能方式提高间歇电源可控性的有效途径。同时在日夜峰谷差调节、电能质量调节与改善等领域也展开了实验测试，并将大规模储能系统应用于电力系统调频，提高可再生能源并网等方面。目前，国内外均有兆瓦级电池储能系统的示范应用，

此外，国内外部分机构对混合储能方式进行了研究，建立了兆瓦级混合储能

系统的示范工程。根据储能技术在电力系统发、输、配、用各环节的典型应用,结合实际电力系统现状及相关政策,分析储能技术具有前景的应用方向如下:

1) 储能技术应用于新能源发电,可以平抑风能、太阳能等新能源发电的随机性和间歇性功率波动,增加风电的置信度,提高风能使用价值,增强电网对新能源发电的接纳能力。在国内外已有的储能示范工程中,新能源发电配套的储能系统的容量约为新能源发电装机容量的 10% ~ 30%。根据规划,到 2020 年我国风电装机容量将达到 200GW,预计将会有大量储能设备配合风电接入电网。

2) 储能系统用于电网削峰填谷,可以缓解供需矛盾,应对高峰负荷供电需求,提高现有电网设备的利用率和电网运行效率,实现更加灵活的能源和资源配置。随着储能成本持续下降和峰谷电价政策的实施,利用储能设备降低能源成本的需求比例会逐渐增加。借助储能技术,减小峰谷差,大幅提升电力现有资产利用率,是未来电网发展的技术方向。

3) 储能应用于分布式电源及微网,可以提高微网稳定性和电能利用效率。在系统黑启动或分布式发电单元检修期间,储能将起到过渡作用,保障供电的连续性和可靠性。储能系统使得微网系统在负荷波动较快和较大的情况下能够运行在一个稳定的输出水平。通过储能系统充放电控制,还可以调节微网系统中不同类型分布式电源的发电计划,提高能源利用效率。

4) 储能系统应用于电能质量调节与改善,可以作为备用电源和应急电源,保证重要负荷供电安全,解决诸如电压脉冲、涌流、电压跌落和瞬时供电中断等动态电能质量问题,满足敏感负荷对电能质量的严格要求。

4.2 典型储能系统及组成方式

4.2.1 电池储能系统的结构

储能系统一般由储能电池、电池管理系统 (Battery Management System, BMS)、能量转换系统 (Power Conversion System, PCS) 及升压变压器、中央监控系统组成,如图 4-1 所示。

储能电池中的电能经过 PCS 完成交直流变换,经升压变压器升压后与电力系统相连。电池储能电流变流器的实质是大容量的电压逆变器,它是连接储能电池和接入电网之间的接口电路,基本功能是实现直流储能电池与交流电网之间的双向能量传递,即储能系统的充放电。在充电状态,PCS 作为整流装置将电能从交流变成直流储存在储能系统中;在放电状态,PCS 作为逆变器将储能系统中储

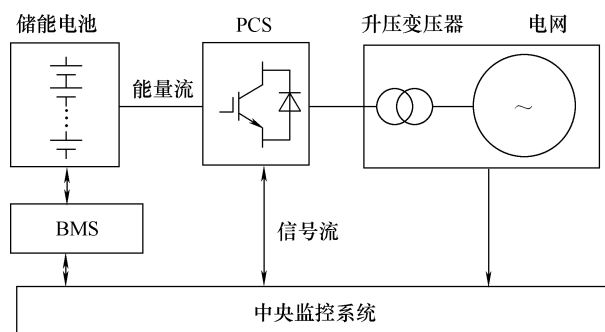


图 4-1 典型储能系统拓扑结构

存的电能从直流变为交流，输送到电网。BMS 负责管理电池堆中的所有电池，保障电池安全，监控电池的运行状态。

4.2.2 储能系统的关键技术

1. 储能电池的大容量化技术

储能标准电池模块是组成大规模储能系统的基本单元，标准电池模块的使用寿命直接决定了储能系统的使用寿命。提高模块使用寿命的关键在于电池动态一致性问题，涉及电池及电池组一致性影响因素的机理、电池动态均衡的判据方法、电池组的管理及保护技术、储能标准电池模块的设计、模块的集成技术以及电池模块的特性检测技术等关键技术。

(1) 储能电池及电池组一致性影响因素的机理

储能电池及电池组内阻和容量受温度、电流倍率、充放深度以及循环周次等因素影响，分析各因素对电池一致性的影响水平，可以为得出电池模块可用功率预测和能量控制方法，以及电池组实际运行控制策略提供依据。

(2) 储能电池动态均衡策略

均衡是电池管理技术的关键性技术，是防止并纠正电池一致性差异的主要技术手段，在电池成组的使用寿命指标上有决定性的作用。其主要包括被动式均衡和主动式均衡。被动式均衡主要利用旁路电阻在电池单体出现过充时对电池充电电流进行旁路，但存在均衡电流小，热耗散大的问题。而主动式均衡其工作原理与被动式均衡有本质区别，其主要机理是在电池间进行能量搬移来完成电池均衡充放电。由于没有热耗散问题，所以系统的均衡电流可以比较大。

(3) 储能电池组的管理及保护系统

电池组热管理技术是储能电池组管理保护技术领域的核心内容，电池间温度场均匀度差是导致电池衰减出现离散差异的主要原因。可采用绝热量热仪对锂离子

子单体电池在各种应用情况下的比热、放热量和放热功率进行测量,基于数值模拟,对电池及电池组模型进行求解,进而对电池组进行模拟工况实验,并根据测试结果对电池箱及温度控制系统设计进行优化,实现电池模块的安全防护。

(4) 储能标准电池模块

储能标准电池模块的核心在于单体电池的串并联组合方式,涉及电池之间连接件的材料、结构、连接方式、连接处的接触电阻等因素。基于改善的电池连接工艺,可降低接触电阻,实现标准储能电池模块。

(5) 基于标准电池模块的电池系统规模化集成技术

在标准电池模块研究开发的基础上,对标准电池模块进行串并联,通过分析模块串联支路间的并联对电池性能的影响,以及电池系统内各个模块的电流不一致和容量不均衡的分布规律,可得出大容量储能单元内电池系统的运行和维护方法。

(6) 储能电池模块及系统的特性检测技术

储能电池模块的特性检测技术,主要包括模块的容量、功率、效率、安全性、寿命特性、动态工况性能、温度特性等方面的性能检测。

2. 电池储能系统规模化集成技术

电池储能系统规模化集成技术主要包括储能变流器与电池系统匹配技术、标准化储能单元的研制、大容量储能规模化集成设计、储能系统冗余及扩容方法、大容量储能系统的监控及保护平台和储能装置的特性检测技术等关键技术。

(1) 储能变流器与电池系统匹配技术

大容量储能单元的系统拓扑结构大致可分为单级变流器拓扑结构、两级变流器拓扑结构(集中DC/DC变流器)、两级变流器拓扑结构(分散DC/DC变流器)。从几种拓扑结构对比来看,采用单级变流器以及分散DC/DC变流器的两级变流器这两种拓扑结构有各自的优势和特点。因此,应根据实际需求,得出兼顾可靠性、效率和成本的变流器与储能电池模块匹配技术方案。

(2) 标准化储能单元的研制

标准化储能单元的研制需要开发储能单元综合监控系统,建立多级电池管理系统的软硬件控制构架,在标准化、模块化、可扩展的前提下,实现储能单元内各标准电池模块、监控保护装置的检测与控制。其基本构架如图4-2所示。

电池管理单元负责管理多个串联电池单元。电池簇管理系统负责管理一个串联回路中的全部电池管理单元,同时检测本串联回路的电流,在必要时采取保护措施,同时上报本簇电池的全部信息到电池阵列管理系统。电池阵列管理系统负责管理一个储能单元双向变流器下的全部电池簇管理系统,负责与变流器和后台

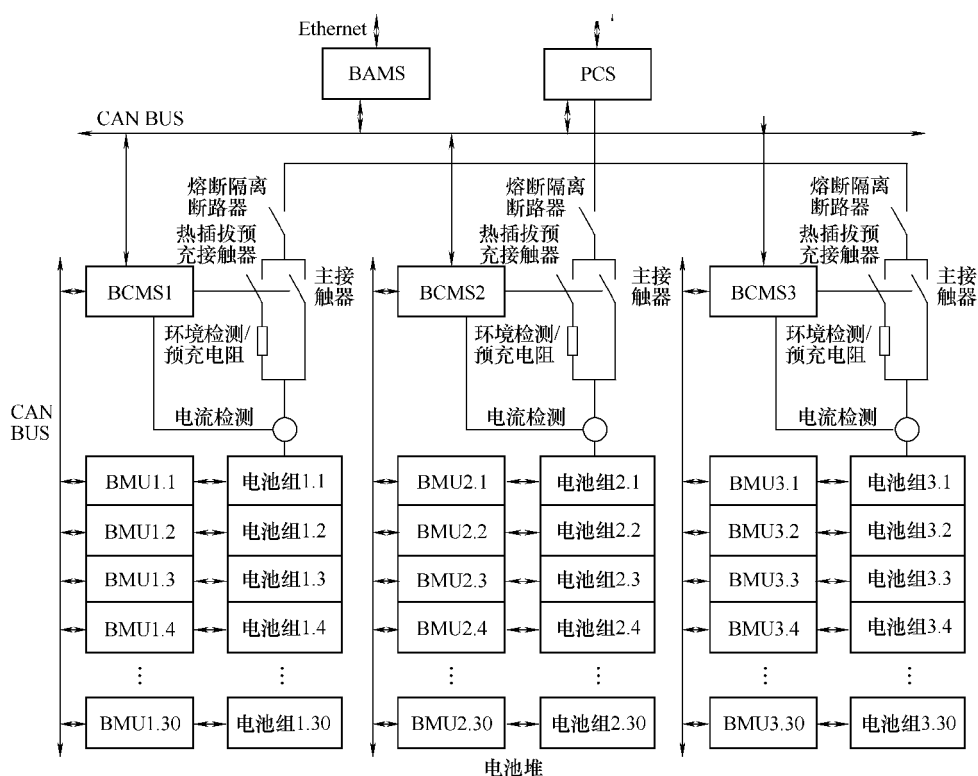


图 4-2 储能单元综合监控系统构架

监控系统通信，根据电池状态调整电池系统充放电功率。

(3) 大容量储能系统集成设计

储能系统规模化集成设计涉及多储能单元同步控制技术、储能电站故障检测、储能单元标准化接口等储能系统集成关键技术。

(4) 储能系统冗余及扩容方法

基于电池系统成本、可靠性及电池系统投资回报率，储能系统冗余及扩容方法主要包括分析储能单元电池系统使用全寿命范围内总处理能量与充放电区间的关系、储能单元的充放电使用工况对电池系统寿命的影响规律、储能系统合理的冗余热备容量设计方法、大容量储能单元电池系统容量和总处理能量的优化组合。

(5) 大容量储能系统的监控和保护平台

大容量储能系统的监控和保护平台主要包括储能单元与储能电站监控管理系统间的高速通信方法、规约、标准，监控系统控制策略，以及储能系统保护策略。监控系统控制策略基于储能系统峰谷调节算法，储能系统保护策略基于能量

流动状况和系统的功率平衡。保护平台的示意图如图 4-3 所示。

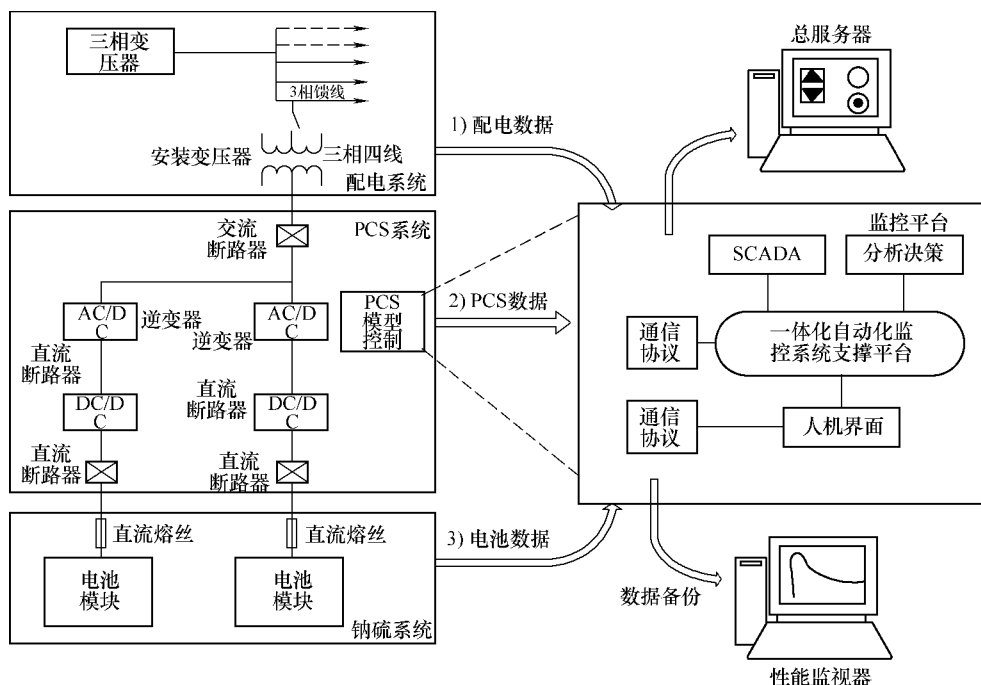


图 4-3 监控和保护平台示意图

(6) 储能装置的特性检测技术

储能系统作为一项新的技术，其应用和推广离不开技术规范 and 性能检测技术的支撑。主要包括电网接入系统技术标准和产品规范、储能单元关键部件（储能电池、电池模块、电池单元、储能单元综合监控系统、双向变流器）技术规范 and 试验测试标准、储能单元的技术规范和检测标准等。

4.3 液流电池储能系统

氧化还原液流电池（Redox Flow Battery）简称液流电池，对于组成液流电池电化学体系的正/负极电对，要求其电极电位适宜，正/负极电对电位差大，可逆性良好，不受析氢、析氧副反应影响，溶解度高且稳定，价格便宜等。几十年来，各国学者通过变换氧化-还原电对，提出了多种液流电池体系，大致分为沉积型液流出能和液相储能两类，例如有固相沉积的锌/溴、全铁、铅酸、镍/锌等液流电池；全液相的铁/铬、多硫化钠/溴（PSB）、铈钒体系、全铈体系、全钒体系等液流电池。就无沉积的全液相储能体系而言，其重要特征在于活性物质完

全溶于正/负极电解液中，电极反应无固相及形貌改变，从而更易保证成组电池的一致性、均匀性并延长其循环寿命。因此液相体系优于沉积型体系而得到广泛研究和应用。

液流电池的活性物质可溶解分装在两个储存槽中，溶液流经液流电池，在离子交换膜两侧的电极上分别发生还原与氧化反应。此化学反应是可逆的，因此可达到多次充放电的能力。此系统的储能容量由储存槽中的电解液容积决定，而输出功率取决于电池的反应面积。由于两者可以独立设计，因此系统设计的灵活性大，受设置场地限制小。

在众多液流电池体系中，由于全钒氧化还原液流电池（Vanadium Redox Flow Battery，以下简称 VRB 或全钒电池）系统的正、负极活性物质为价态不同的钒离子，可避免正、负极活性物质通过离子交换膜扩散造成的元素交叉污染，属于全液相、正负极电对为同一元素变价的双流动电解液无沉积反应体系。其反应较快，优势明显，是目前主要的液流电池产业化发展方向。

1. 技术特性

全钒电池具有其他固相化学电池所不具备的特性与优势，在美日等国家已经实现商业化运作，但因全钒电池仍存在环境温度适用范围窄、能量转换效率不高等问题而尚未普及推广。其特点简述如下：

- 1) 能量与功率独立设计，输出功率取决于电堆体积，储能容量取决于电解液储量和浓度，并且易扩容、易维护；
- 2) 活性物质存放于电堆之外的液罐中，自放电率低，理论储存寿命长；
- 3) 响应速度快，支持充放电频繁切换以及深度放电；
- 4) 安全系数稳定，支持正、负极电解液混合，且电解液可重复循环使用；
- 5) 特有液路管道结构，导致支路电流损耗显著，影响储能系统效率。

2. 应用领域

根据全钒电池运行特性，其应用领域多涉及辅助调峰、平滑风电和光伏系统输出功率、边远地区供电、工厂及办公楼供电、不间断电源（UPS）等场合，如图 4-4 所示。

3. 技术成熟度

1991 年澳大利亚新南威尔士大学（UNSW）开发出的 1kW 全钒电池电堆，其直流侧能量效率达到 90%，为全钒电池的实用化提供了可靠依据，标志着全钒电池开始走出实验室，迈向工程化研发阶段；2001 年，日本住友电工（Sumitomo Electric Industries Ltd，简称 SEI）已具备完整的生产和组装全钒电池系统的全套技术，并将全钒电池储能系统投入商业运营。此外，德国、奥地利、英国和

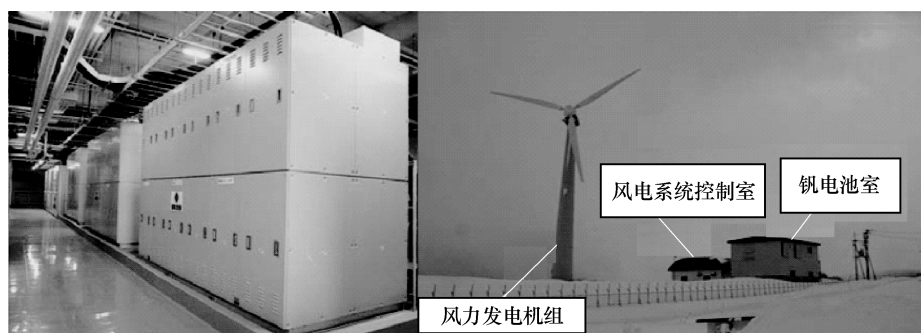


图 4-4 日本 1.5MW·h 电网调峰储能系统（左图）和
170kW 并网风电全钒液流电池储能系统（右图）

泰国等国家也在开展全钒电池系统研究并取得显著成果。

国内，中国科学院大连化学物理研究所研发成功了 22kW 级电堆的全钒电池系统，掌握了具有自主知识产权的百千瓦级全钒液流储能电池系统的设计、集成技术，并成立了大连融科储能技术发展有限公司（简称大连融科公司），将全钒电池生产推向市场化。北京普能世纪科技有限公司（简称普能公司）于 2009 年收购加拿大 VRB POWRE SYSTEMS 公司，由此掌握全钒电池的核心专利权，目前普能公司已经在全钒电池的电堆集成技术、关键材料研发以及电解液制备技术三方面取得重大成果，并占据国际领先地位。清华大学在电堆流道设计、电堆密封结构、锁紧方式方面取得了一定的研究成果，成功研发出了全钒电池测试平台并与承德万利通实业集团有限公司合作，实施 500MW 全钒氧化还原液流储能电池“VRB”项目，研究开发全钒电池及其相关设备。中国工程物理研究院电子工程研究所、中国地质大学、广东工业大学、广西大学、东北大学、中国科学院金属研究所和中南大学等也先后开展了全钒电池研究并取得初步成果。

4. 产业化进程

目前在世界范围内，已进入产业化研发和应用的全钒电池生产商主要有日本 SEI 和北京普能世纪科技有限公司及大连融科储能技术发展有限公司。

2005 年日本 SEI 在日本北海道苫前町建立了 4MW/6MW·h 全钒电池储能系统用于平滑 36MW 风电场的功率输出，是目前国际上容量规模最大的全钒电池储能系统应用工程。2003 年全球原料钒的价格暴涨 10 倍，日本政府因本土缺乏钒矿资源而取消对 SEI 的财政支持，SEI 曾被迫停止全钒电池技术研发。随着近年来储能技术的兴起，SEI 重新推广全钒电池储能系统的应用。图 4-5 所示为日本 Tomamae 32MW 风电场/4MW×1.5h 全钒电池系统。



图 4-5 日本 Tomamae 32MW 风电场/4MW × 1.5h 全钒电池系统

澳大利亚的 Pinnacle VRB 公司及加拿大前 VRB Power Systems 公司在大型全钒电池储能系统的开发上也走在世界前列。2003 年 Pinnacle VRB 公司建成了 800 kW · h 储能系统并接入混合电站应用；2004 年 VRB Power Systems 建成的 2MW · h 大型 VRB-ESS (Energy Storage System)，是北美地区第一座大型商业化 VRB 储能系统。美国政府资助 Painesville 电力公司与俄亥俄州市电力管理局合作，在某 32MW 火电厂建设 1MW/8MW · h 储能电池示范项目，成为美国首个兆瓦级全钒电池储能系统项目。

欧洲各国同样热衷于液流电池储能技术的研究和应用。2010 年 6 月，第一届国际液流储能电池会议在奥地利维也纳召开，会议深入研讨了液流储能电池技术的发展趋势及市场需求；西班牙 REDES 2025 项目主攻智能电网用 1MW/2MW · h 液流储能电池系统；德国 Fraunhofer 研究机构投资 15 亿欧元用于研究离网可再生能源发电配套储能 10kW 级液流电池储能系统，以及大型风电场用兆瓦级以上液流电池储能系统。奥地利 Cellstrom 公司研制的 10kW/100kW · h 全钒电池储能系统用于新能源电动车快速充电站电源系统，可以实现充电站独立于市电稳定工作。

国内，中国电力科学研究院于 2008 年与中国科学院大连化学物理研究所合作建成了 100kW/200kW · h 的全钒电池储能测试系统，并于中国电力科学研究院电池特性实验室开展全面基础测试实验，为后续大规模储能系统的试验示范提供了大量数据参考与理论支持。2010 年，中国电科院在张北国家风电研究检测中心储能实验基地开展 0.5MW/1MW · h 全钒电池储能系统（见图 4-6）与风力发电机组的联合运行实验，以评估全钒电池在可再生能源发电并网方面的作用。全钒电池储能系统典型应用案例见表 4-2。



图 4-6 张北储能实验基地 0.5MW/1MW·h 全钒电池系统

表 4-2 全钒电池储能系统典型应用案例

项目名称/地点	应用领域	产品规格	投运时间/年
Kashina Kita PS, 日本	削峰填谷	200kW × 4h	1996
Office building, 日本	削峰填谷	100kW × 8h	2000
Sanyo factory	削峰填谷	3MW × 1.5s 1.5MW × 1h	2001
Wind power, 日本	平滑风电功率输出	170kW × 8h	2001
University, 日本	削峰填谷	500kW × 10h	2001
Pacific Corp, 美国	电网增容	500kW × 8h	2004
King Island, 澳大利亚	平滑风电功率输出	250kW × 8h	2004
Tomamae Wind farm, 日本	平滑风电功率输出	4MW × 1.5h	2005
Tapbury/Sorne Hill, Ireland	平滑风电功率输出	2MW × 6h	2006
中国电科院风电研究检测中心	平滑风电功率输出	500kW × 2h	2011
国家风光储输示范工程一期, 中国	平滑可再生能源功率输出	2MW × 4h	2011
废水处理厂, 美国	削峰填谷	1MW × 6h	2012

4.4 钠硫电池储能系统

钠硫电池（Sodium Sulfur Battery）是一种以金属钠为负极、硫为正极，以 Na-beta-Al₂O₃ 为电解质和隔膜的二次电池。在一定的工作度下，钠离子透过电解质隔膜与硫之间发生的可逆反应，形成能量的释放和储存。钠硫电池原材料丰富，能量密度和转换效率高；但因钠和硫两种元素的大量聚集将存在安全隐患，

且其运行温度高达 $280 \sim 350^{\circ}\text{C}$ ，启停周期较长，同时因垄断造成成本高且降价空间小，因此尚未普及推广。图 4-7 所示为容量为 $180\text{A} \cdot \text{h}$ 的钠硫电池单体实物照片。



图 4-7 商用钠硫电池系统（左图）和容量为 180Ah 钠硫单体实验电池（右图）

1. 应用领域

目前钠硫电池储能系统已经成功应用于平滑可再生能源发电功率输出、削峰填谷、应急电源等领域。图 4-8 所示为日本 Wakkanai 1.5MW 钠硫电池/ 5MW 光伏电站。



图 4-8 日本 Wakkanai 1.5MW 钠硫电池/ 5MW 光伏电站

通过在用电需求小于发电量时储存多余电能，而在用电需求大于供给时释放已储存电能的手段，钠硫电池储能系统可以有效解决因供需不平衡而造成的电力紧张现象，从而实现削峰填谷，提高现有设备利用率。

2. 技术成熟度

1983年起,日本东京电力公司与NGK公司合作开展储能型钠硫电池技术的研究,随后NGK公司在高纯度 Al_2O_3 陶瓷管研制、大容量钠硫电池单体结构与封装、钠硫电池模块化组装等关键技术上获得巨大突破,成功研制出了钠硫电池系统样机,并于1992年在东京电力公司开展试验测试和示范。进而,NGK公司着手解决 Al_2O_3 陶瓷管的一致性、大容量单体电池封装批量化工艺等技术难题,陆续推出性能稳定且一致性好的电池单体,并最终实现规模化生产。20世纪90年代中后期,NGK公司成功解决模块组装技术,建立了电池模块安全试验平台,支持点火、燃烧、挤压和跌落等试验检测。2003年,NGK公司在Komaki建立模块生产线,提供商业化电池产品,为全球供应钠硫电池装置,而东京电力负责其业务范围的应用。

中国科学院上海硅酸盐研究所致力于钠硫电池技术研究多年,于2007年与上海电力公司合作,并成功研制出了 $650\text{A}\cdot\text{h}$ 钠硫电池单体,建立起了2MW电池单体中试线,取得了钠硫电池研发的重要阶段性成果;但在钠硫电池性能的提升、产品一致性的提高、成本的降低以及规模化生产工艺和装备技术的研发方面与日本还存在较大差距,在达到钠硫电池产品化的指标上还有待继续突破。另外,对于钠硫电池模块还需要进行更深入的实验测试,以对其综合性能进行全面的评价。可见,国内的钠硫电池技术当前正处于由样机向产品化转化的阶段。

3. 产业化进程

(1) 日本

日本NGK公司和东京电力公司合作于1983年成功开发出用于电网储能的大容量钠硫电池;1992年日本第一个示范储能电站投入试运行,并于2003年投入商业化运营;2004年7月当时世界上最大的钠硫电池储能电站($9.6\text{MW}/57.6\text{MW}\cdot\text{h}$)在日本正式投入运行;NGK公司的钠硫电池技术经过20多年研发和示范,目前已能提供10MW以上钠硫电池储能系统。目前日本的钠硫电池储能电站一半以上用于电力平衡,其应用覆盖商业、工业、电力、水处理等各个行业;钠硫电池储能电站也被应用于风力发电,例如在日本Rokkasho,某34MW钠硫电池储能系统与51MW的风力发电系统配套,用于平滑风电功率输出,如图4-9所示。

(2) 美国

美国从2002年9月开始运行第一个100kW级钠硫电池试验站,2006年开始运行第一个1.2MW级钠硫电池示范电站。目前,美国已投运的钠硫电池容量共计9MW,还将有9MW于近两年投运。图4-10为印第安纳州楚鲁巴斯科2MW钠硫电池系统实景图。

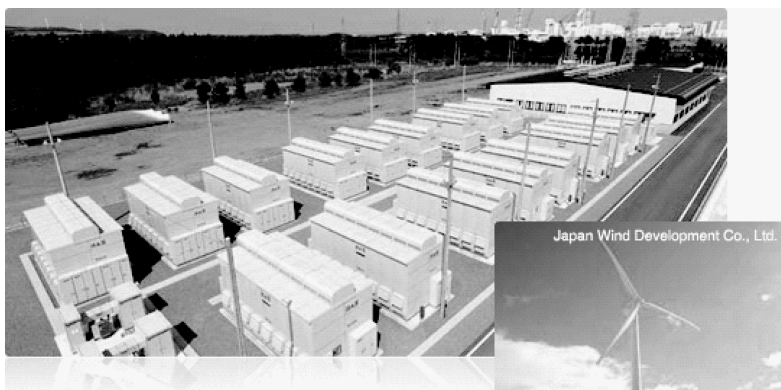


图 4-9 日本 Rokkasho 34MW 钠硫电池与 51 MW 风电场配套

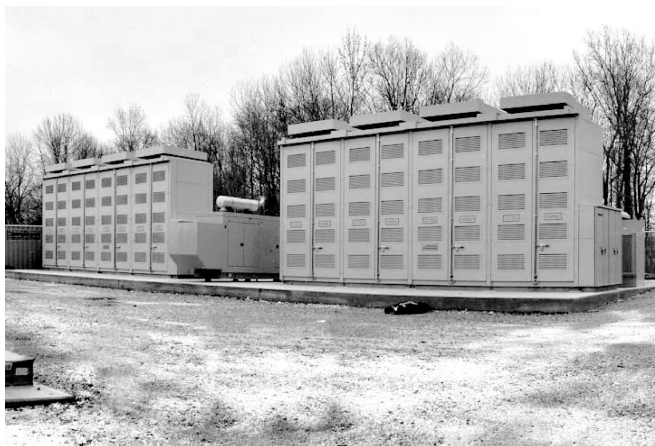


图 4-10 印第安纳州楚鲁巴斯科 2MW 钠硫电池系统

(3) 国内

我国自 2006 年起邀请日本专家学习并开展钠硫电池技术研究。中国科学院上海硅酸盐研究所和上海市电力公司于 2007 年 8 月建立了上海钠硫电池研制基地，着手从事大容量电网储能电池模块、电网接入系统和储能系统的研制，并于 2009 年 10 月在大容量钠硫储能电池研制方面获得重要突破，成功研制出了具有自主知识产权的容量为 $650\text{A} \cdot \text{h}$ 的钠硫储能单体电池，并建成 2MW 大容量钠硫单体电池中试生产示范线，使我国成为继日本之后世界上第二个掌握大容量钠硫单体电池核心技术的国家。图 4-11 与图 4-12 为中国科学院上海硅酸盐研究所研制成功的 $100\text{kW}/800\text{kW} \cdot \text{h}$ 钠硫电池储能系统实物图。



图 4-11 中国科学院上海硅酸盐研究所
100kW/800kW·h 钠硫电池储能系统



图 4-12 100kW/800kW·h 钠硫电池储能系统内部结构

4.5 锂离子电池储能系统

锂离子电池（Lithium-ion Battery）在充电时，锂离子从正极脱嵌，穿过电解质和隔膜，嵌入到负极材料之中，放电时则相反。近年来锂离子电池作为一种新型的高能蓄电池，它的研究和开发已取得重大进展。但由于锂离子电池是一个涉及化学、物理、材料、能源、电子学等多学科的交叉领域，研制中还存在许多问题。运用传统的电化学研究方法结合现场、非现场的谱学方法等多种检测手段，对锂离子电池体系进行评价、优化设计，将会有力地推动锂离子电池的研究和应用。

锂离子电池具有单体电压水平高、比能量大、比功率大、效率高、自放电率低、无记忆效应、对环境友好等特点，是具有实现规模化储能应用潜力的二次电

池。但锂离子电池在过充、短路、冲压、穿刺、振动、高温热冲击等条件下，极易发生爆炸或燃烧等不安全情况。其中，过充电是引发锂离子电池不安全行为的最危险因素之一。

1. 应用领域

近年来，锂离子电池各项关键技术尤其是安全性能方面的突破以及资源和环保方面的优势，使得锂离子电池产业发展速度极快，在新能源汽车、新能源发电、智能电网、国防军工等领域的应用越来越受到关注。大规模锂离子电池可用于改善可再生能源功率输出、辅助削峰填谷、调节电能质量以及用作备用电源等。随着锂离子电池制造技术的完善和成本的不断降低，锂离子电池储能将具有良好的应用前景。

2. 技术成熟度

对电极新型化学材料的研究是锂离子电池技术的研究重点。近年来国际上锂离子电池重要部分（如电极、电解液和隔膜）的关键材料都有很大程度的改进和提高。锂离子电池负极材料主要是石墨、电解液和隔膜，选择比较单一，因此主要通过正极材料名称区分锂离子电池类型。其中，正极的改进经历了从较昂贵的钴酸锂到较便宜、也较稳定的磷酸铁锂和锰酸锂的变化。磷酸铁锂以其结构稳定、成本低、安全性能好、绿色环保等优势成为近年来研究的热点。此外，具有较高充放电速率的纳米磷酸铁锂技术（美国 A123 公司）及钛酸锂技术（Altair nano 公司）的研究已获得突破，并实现了商业化运作。

国内锂离子电池产业的发展得益于手机、笔记本电脑市场的蓬勃发展，随着新材料技术的突破与制造工艺技术的进步，以及电动交通工具的兴起与推广，也将继续推动了锂离子电池技术的商业化发展。

3. 产业化进程

目前已实现产业化的锂离子电池包括钴酸锂电池、锰酸锂电池、磷酸铁锂电池和三元材料电池等，它们的主要参数见表 4-3。

表 4-3 产业化锂离子电池参数

	钴酸锂电池	锰酸锂电池	磷酸铁锂电池	三元材料电池
比能量/ (Wh/kg)	130 ~ 150	80 ~ 100	90 ~ 130	120 ~ 200
比功率/ (W/kg)	1300 ~ 2500	1200 ~ 2000	900 ~ 1300	1200 ~ 3000
循环次数	500	1000	3000	3000
安全性	差	良	优	良
单体一致性	优	优	差	优

(续)

	钴酸锂电池	锰酸锂电池	磷酸铁锂电池	三元材料电池
效率 (%)	≥95	≥95	≥95	≥95
支持放电倍率/C	10 ~ 15	15 ~ 20	10	10 ~ 15
成本/ (元/kW · h)	3000 ~ 3500	2000	2500 ~ 3000	3000 ~ 3500

当前已趋于成熟的小型锂离子电池产业，多服务于小型电器、电动工具以及电动交通工具，而规模化储能型锂离子电池的研发规模离产业化还有一定距离，正逐渐成为当前电池产业领域关注的焦点。目前，美国、日本、中国等国家均已建成兆瓦级锂离子电池储能应用示范项目。

(1) 美国

美国电力科学研究院 (EPRI) 于 2008 年进行了磷酸铁锂电池储能系统的相关测试工作；2009 年开展了锂离子电池用于分布式储能的研究和开发，包括 2kW/4kW · h、50kW/200kW · h、100kW/400kW · h 的锂离子电池储能系统；同年还开展了兆瓦级锂离子电池储能系统的示范应用，主要用于电力系统频率和电压控制以及平滑风电功率输出。2008 年 11 月美国 A123 公司率先开发出了 2MW 锂离子储能电池 (见图 4-13)，并应用于 AES 公司的 H-APU (Hybrid ancillary power unit) 系统，实现了电能质量调节并充当备用电源，其电池效率可达 90%。2011 年 1 月，美国 AES 公司 Westover 20MW 储能项目一期 8MW 锂离子电池储能系统建成 (见图 4-14)。该项目是美国首个在公共设施应用并进行商业化运营的电池储能项目，主要用于削峰填谷，提高电网接纳可再生能源的能力。2011 年



图 4-13 美国 A123 公司 2MW 锂离子电池储能系统

10 月，美国西弗吉尼亚州 Laurel 山区 97.6MW 风电场配置的 32MW 锂离子电池储能系统（A123 公司提供，见图 4-15）投入运营（运营方为美国区域电网运营商 PJM 公司），该系统主要用于平滑可再生能源功率输出。



图 4-14 Westover 20MW 储能项目一期工程电池储能系统



图 4-15 美国西弗吉尼亚州 Laurel 山区 32MW 锂离子电池风储项目

（2）日本

日本将磷酸铁锂电池作为能量型储能电池开展了大量研究与应用，并由日本东芝公司开发出可快速充放电的功率型锂离子电池，主要用于大功率及长寿命的产业设备，特别是在需要快速功率切换的可再生能源发电市场。但目前该电池技术尚没有规模化应用的实例，技术上还有待完善和考验。

(3) 国内

直属国家电网公司的中国电力科学研究院已于 2007 年即建立了锂离子电池研究与测试平台（见图 4-16），能够对不同生产厂家、不同类型的锂离子电池进行全面的特性实验研究，并开展了 20kW 以下级别的锂离子电池成组的研发，为锂离子电池大规模成组奠定了基础。同时，还提出了不同梯级应用场合对电池性能的要求、影响因素及相关表征量，建立了锂离子电池梯级利用的检测和评价体系。2008 年，中国电力科学研究院在张北国家风电研究检测中心建立了电池特性实验室（张北储能实验基地，见图 4-17），并重点围绕锂离子电池成组技术、锂离子电池系统实验与测试技术、锂离子电池储能系统集成技术以及锂离子电池储能系统应用模式和接入条件开展工作；并于 2010 年开展了 1MW 锂离子电池储能系统与风力发电机组的联合运行实验，以评估锂离子电池在可再生能源发电接入方面的应用。2011 年国家电网公司建设了世界首个风光储输示范项目，规划建设风电 500MW、光伏发电 100MW、储能系统 110MW，项目建成投产后将成为全世界最大的“风-光-储-输”示范基地，如图 4-18 所示。储能电站将示范不同技术路线的化学储能技术，以锂离子电池为主，液流和钠硫电池为辅，同时预留空间，试验探索不同储能技术的性能，通过利用大规模储能监控系统对上述设施进行统一充放，实现平滑风光功率输出、跟踪风光计划发电、辅助削峰填谷、参与系统调频四种功能。

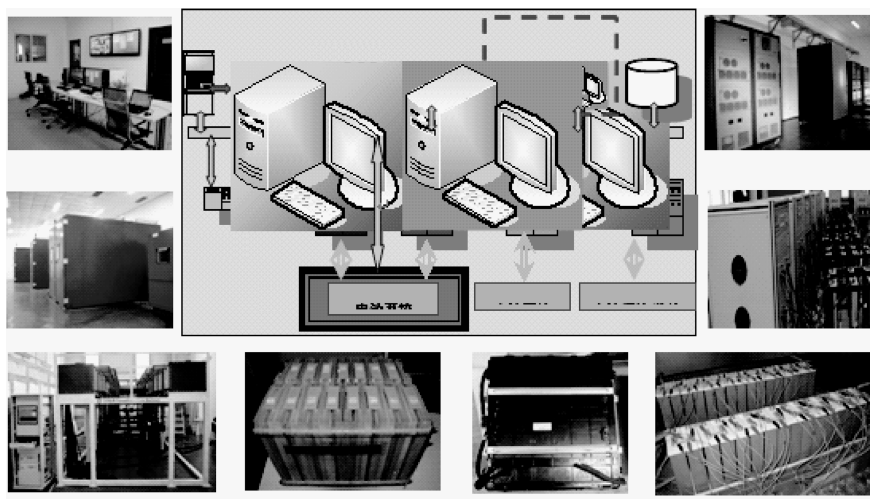


图 4-16 中国电力科学研究院张北储能实验基地

2009 年 7 月，比亚迪公司率先建成我国第一座兆瓦级锂离子电池储能电站。该储能电站可采用削峰填谷模式运行，即在用电低谷期储能电池充电，在用电高



图 4-17 中国电力科学研究院张北储能实验基地



图 4-18 张北风光储输示范工程效果图

峰期储能电池放电。2011 年 10 月，南方电网公司建成了 $3\text{MW} \times 4\text{h}$ 磷酸铁锂离子电池储能示范电站（见图 4-19），以双回 10kV 电缆分别接入深圳 110kV 碧岭站，主要功能定位为削峰填谷，以达到提高主变负荷率，降低峰谷差的目的。

另外，东莞新能源科技有限公司（ATL）、中航锂电（洛阳）有限公司、万向电动汽车有限公司、天津力神电池股份有限公司也在进行锂离子电池储能系统的研发、测试及工程应用。



图 4-19 南方电网兆瓦级宝清储能电站

4.6 电池储能系统用 PCS 技术

功率转换系统 (Power Conversion System, PCS) 是电池储能系统中的核心部件, 可以实现电池与电网间的交直流转换, 完成两者间的双向能量流动, 并通过控制策略实现对电池系统的充放电管理、网侧负荷功率的跟踪、电池储能系统充放电功率的控制和正常及孤岛运行方式下网侧电压的控制等。

4.6.1 拓扑结构

1. 变流器

(1) DC/DC + DC/AC

储能系统中最常见的 PCS 拓扑结构如图 4-20 所示, 双向 DC/DC 环节主要进行升、降压变换, 提供稳定的直流电压。储能电池充电时, 双向 DC/AC 变流器工作在整流状态, 将电网侧交流电压整流为直流电压, 该电压经双向 DC/DC 变流器降压得到储能电池充电电压; 储能电池放电时, 双向 DC/AC 变流器工作在逆变状态, 双向 DC/DC 变流器升压向 DC/AC 变流器提供直流侧输入电压, 经变流器输出合适的交流电压。

这种含 DC/DC 和 DC/AC 环节拓扑结构的 PCS 的主要优点是适应性强, 可实现对多串并联的电池模块的充放电管理。由于 DC/DC 环节可实现直流电压的升、降, 使得储能电池的容量配置更加灵活; 适于配合风电、光伏等间歇性、波动性比较强的分布式电源的接入, 抑制其直接并网可能带来的电压波动。其主要

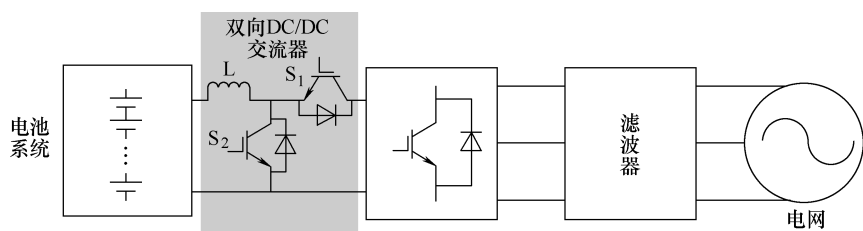
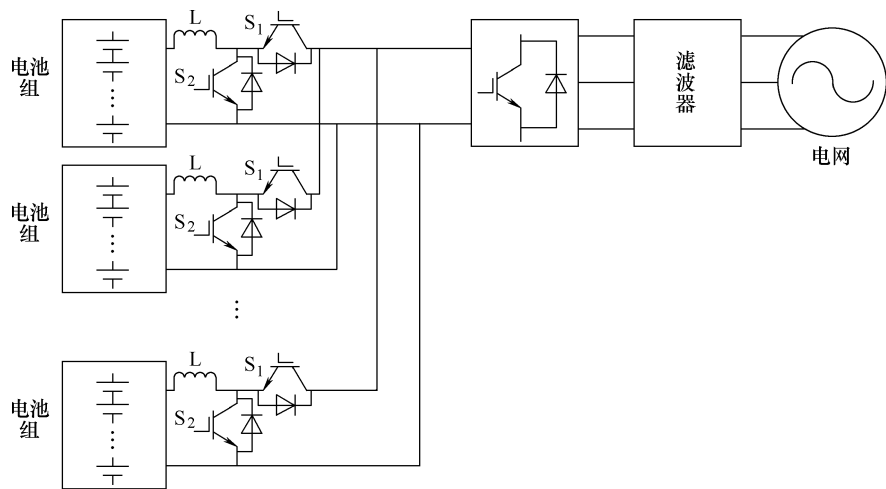
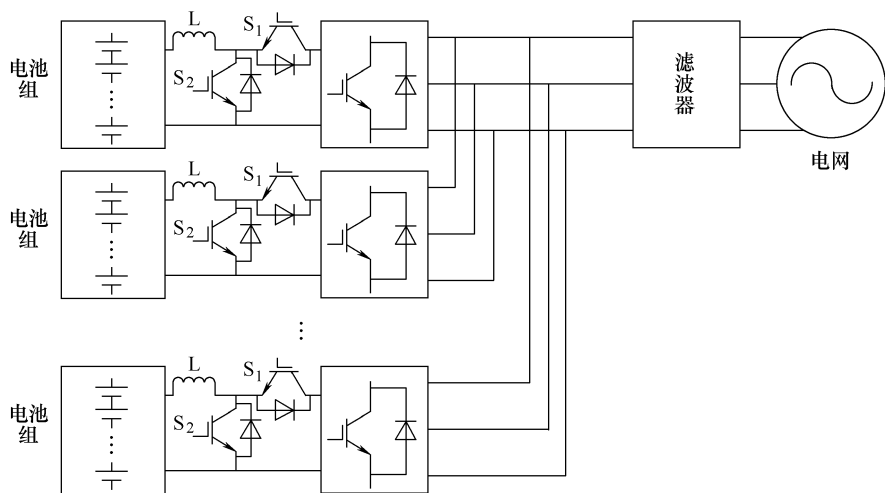


图 4-20 含 DC/DC 环节的变流器拓扑结构



a) 共直流侧



b) 共交流侧

图 4-21 含 DC/DC 环节的变流器并联拓扑结构

缺点是多了 DC/DC 环节, 整个 PCS 系统的能量转换效率有所降低, 大容量 PCS 的 DC/DC 与 DC/AC 环节的开关频率、容量及协调配合关系复杂。

此外, 包含 DC/DC 和 DC/AC 环节的 PCS 的拓扑结构还有图 4-21 所示两种。

图 4-21a 是包含 DC/DC 环节的共直流侧变流器的拓扑结构。这种结构的扩容方式是, 多组储能电池组分别经过各自的 DC/DC 环节后并联, 再共用一个 DC/AC 环节, 然后经滤波器滤波后并网。图 4-21b 所示是包含 DC/DC 环节的共交流侧变流器的拓扑结构。这种结构的扩容方式是, 多组电池组分别经过各自的 DC/DC 和 DC/AC 环节后再并联, 并联后经过滤波器滤波后并网。

与图 4-20 所示拓扑结构相比, 图 4-21a 和图 4-21b 所示拓扑结构的优点是: 采用模块化连接方式, 配置更加灵活; 通过并联 DC/DC 变流器达到系统容量需求, 避免多组储能电池的并联, 降低了整个系统对储能电池电压特性的要求; 当个别储能电池组或并联变流器出现故障时, 储能系统仍可正常工作, 提高了整个储能系统稳定性; 减小了对单个电力电子器件功率等级的要求。但是这两种结构不足之处是增加了器件个数, 使控制系统设计更加复杂。

(2) DC/AC

在如图 4-22 所示的 PCS 中, 储能电池经过串并联后, 直接连接 DC/AC 的直流端。储能电池系统充电时, 双向 DC/AC 变流器工作在整流器状态, 将系统侧交流电转换为直流电, 将能量储存在储能电池中; 储能电池系统放电时, 双向 DC/AC 变流器工作在逆变器状态, 将储能电池释放的能量由直流转换为交流回馈外部系统。这种仅含 DC/AC 环节的 PCS 拓扑结构适于电网中分布式独立电源并网, 结构简单, PCS 环节能耗相对较低。该结构的主要缺点是系统体积大、造价高; 储能系统的容量选择缺乏灵活性; 电网侧发生短路故障有可能在 PCS 直流侧产生短时大电流, 对电池系统产生较大冲击等。

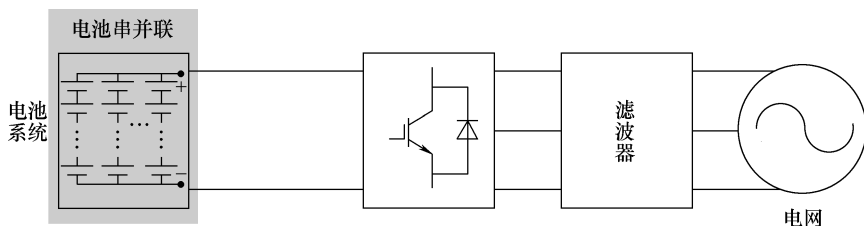


图 4-22 仅有 DC/AC 环节的变流器拓扑结构

仅包含 DC/AC 环节的 PCS 另一拓扑结构如图 4-23 所示。

图 4-23 仅含 DC/AC 环节的共交流侧变流器拓扑结构。这种拓扑结构的扩容方式是, 多组电池组分别经过各自的 DC/AC 环节后再并联, 并联后经过滤波器

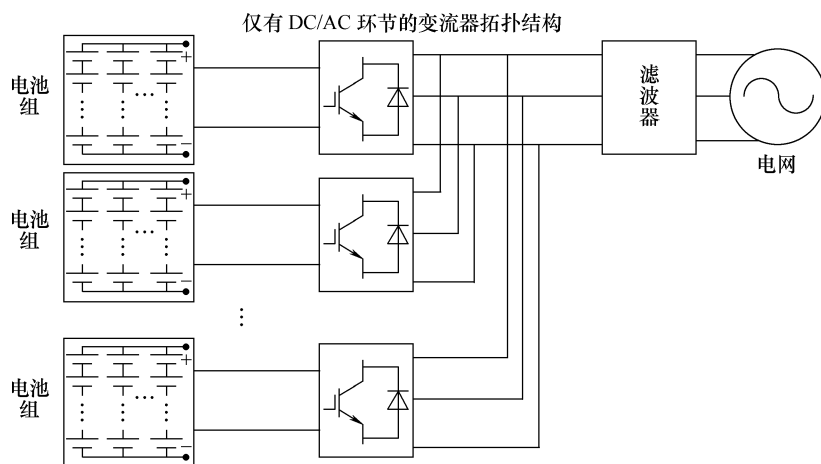


图 4-23 仅含 DC/AC 环节的共交流侧变流器拓扑结构

滤波后并网。与图 4-22 所示的拓扑结构相比，这种拓扑结构的优点是：采用模块化连接方式，配置更加灵活；当个别储能电池组或并联变流器出现故障时，储能系统仍可正常工作，提高了整个储能系统稳定性；减小了对单个电力电子器件功率等级的要求。但是这种结构同样存在电力电子器件增多，控制系统设计复杂等不足之处。

(3) Z-源 + DC/AC

在传统变流电路中，逆变桥的任何一相、两相或三相桥臂的两个 IGBT 同时导通的直通状态是被严格禁止的，因为会造成电压源短路损坏设备。而含 Z-源网络的逆变器（见图 4-24）由于加入了阻抗网络，允许发生这种状态。在直通状态下，Z-源网络中的电感被充电；在非直通状态下，电感中的能量被释放。含 Z-源网络的逆变器就是通过给桥臂加入直通状态，使直通状态和非直通状态按预设的升压调制方式交替出现来实现直流链电压泵升的。Z-源网络升压条件较常见的升压电路少，且原理简单，控制方便，不需要额外的开关管。Z-源网络允

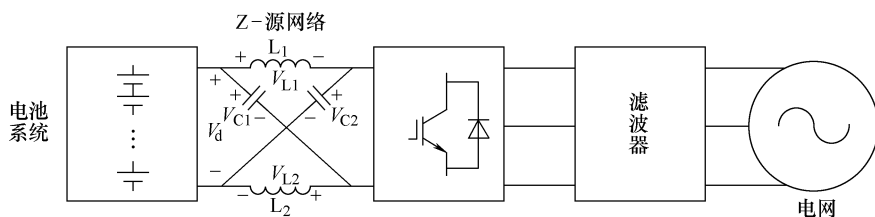


图 4-24 含 Z-源网络的逆变器拓扑结构

许同桥臂两开关管直通，这样就不需要去设置死区时间，使得系统的安全性更高。

将 Z-源网络 and 全桥逆变器结合在一起的逆变器拓扑，主要优点有

- 1) 允许逆变桥上下管直通，提高了逆变器的安全性和可靠性；
- 2) 在系统不附加升压环节的情况下，可以通过插入直通时间，运用直通零电压来升高直流电压以实现逆变器的升压功能；
- 3) 升降压比高，使储能电池容量选择范围宽泛；
- 4) 输出电压与交流电网电压相同，甚至比电网电压更高；
- 5) 消除了由死区带来的输出电压波形畸变。

(4) 级联型 H 桥

级联型 H 桥变流器每相由若干个功率单元组成，电池组连接到功率单元两端，如图 4-25 所示。每个功率单元中有两对开关状态互补的开关，每对互补开关的动作将导致该相的输出电压上升或下降一个单元直流母线电压。通过合理选

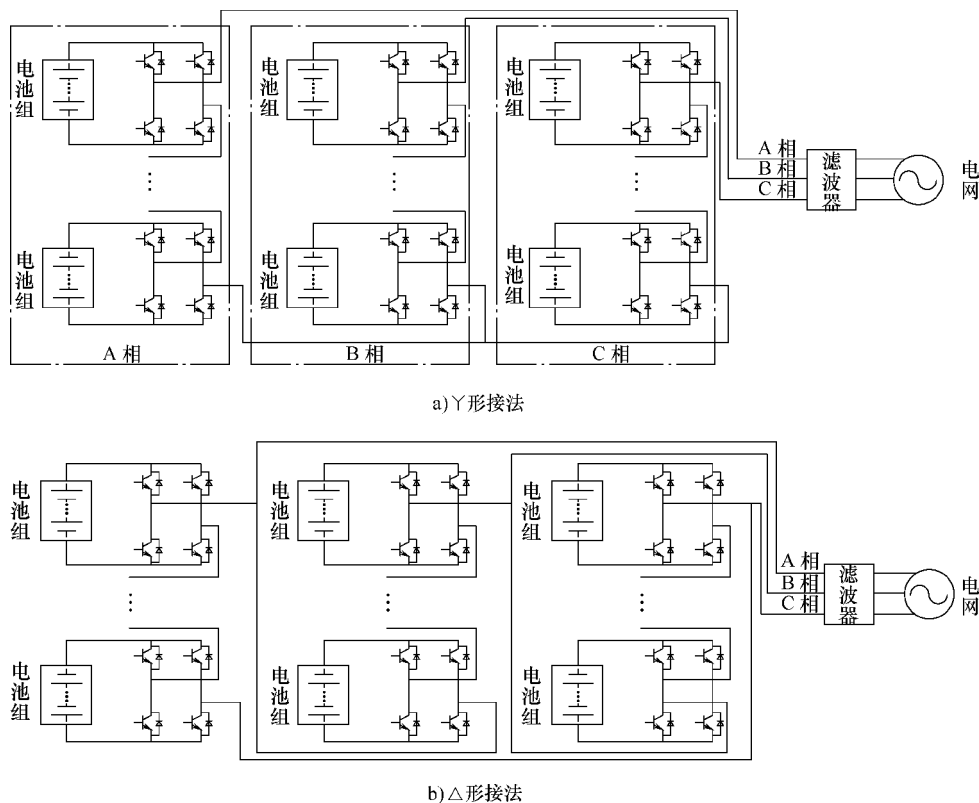


图 4-25 级联型 H 桥变流器拓扑结构

择产生上升沿和下降沿的开关组合，即可完成不同开关间的轮换，免除了两个开关周期期间的开关动作，达到降低开关频率的目的。具体选择方法为：根据开关当前状态将开关分为两组：一组为开关动作后将导致输出电压上升，另一组为开关动作后将导致输出电压下降。根据输出波形的需要，从中选择未动作时间最长的两组开关来完成电压波形的输出。

级联型 H 桥变流器采用多个功率单元串联的方法来实现高压输出，需要实现高压时，只需简单地增加单元数即可，避免储能电池串联。级联型 H 桥变流器的每个变流器单元的结构相同，容易进行模块化设计和封装；每个功率单元都是分离的直流电源，之间是彼此独立的，对一个单元的控制不会影响其他单元；直流侧的均压比较容易实现，各变流器单元的工作负荷一致。

2. 滤波器

并网逆变器滤波的主要作用是：有效抑制输出电流的过分波动；将开关动作所产生的高频电流成分滤除；输出滤波电感相当于连接电网和逆变桥的杠杆，通过它可以控制并网电流的幅值和相位，从而实现控制并网逆变器的功率输出，使功率因数等于 1，也可以根据需要向电网输送无功功率，甚至实现网侧纯电感、纯电容运行特性。目前常见的逆变器输出滤波器一般有三种形式：L 型滤波器、LC 型滤波器和 LCL 型滤波器。根据逆变器运行不同状态，所选取的滤波器形式也不一样。对于独立运行时，一般采用 LC 型滤波器；当并网运行时，可采用 L 型滤波器、LC 型滤波器和 LCL 型滤波器。

(1) L 型滤波器

单电感 L 型滤波器的结构简单（见图 4-26），并网电流控制容易，但其高频滤波特性差，不适合开关频率较低的应用场合。典型的并网逆变器通过串联电感滤波器，来衰减输出电流中的开关频率谐波分量，但在低开关频率的大功率并网逆变器中，采用电感滤波需要较大的电感量，电感值的增加不但提高了成本而且不利于逆变器的控制。

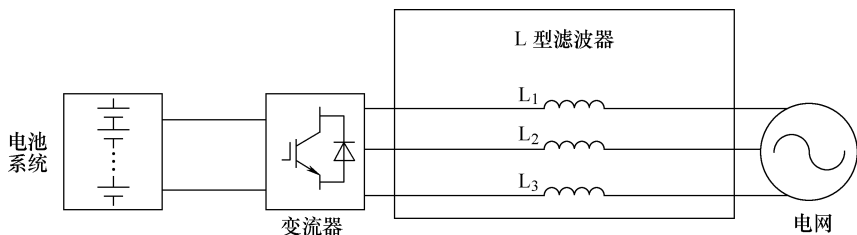


图 4-26 L 型滤波器拓扑结构

(2) LC 型滤波器

由于逆变器以高频 PWM 方式工作, 所以输出滤波器的作用是滤掉谐波分量, 使输出电压接近正弦波。LC 型滤波器的控制简单, 与单电感 L 型滤波器相比, 电路中的电容能有效地衰减并网电流的高频成分, 而且适合于实现并网与独立两种运行模式的切换。其拓扑结构如图 4-27 所示。

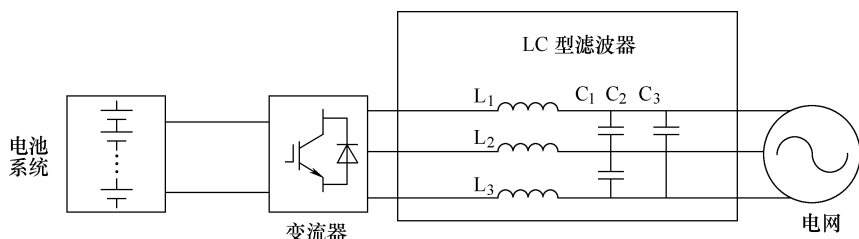


图 4-27 LC 型滤波器拓扑结构

LC 型滤波器的优点是成本低、插入损耗小。不足是当工作频率较低时, 所需要的电感和电容数值都很大, 使得滤波器的体积和重量大, 不易集成化。工作频率较高时, 小电感不易制作, 且分布参数影响难估计, 调整困难。

(3) LCL 型滤波器

LCL 型滤波器的高频衰减特性好, 但其滤波元件参数设计及并网电流控制策略较为复杂。LCL 型滤波为三阶系统, 具有更好的高频衰减特性, 对高频分量呈高阻态, 要达到相同的滤波效果, LCL 型滤波器总电感量比 L 型小得多, 但作为三阶系统, LCL 型滤波需要确定两个电感量, 一个电容量, 增加了设计难度, 而且 LCL 型滤波还有谐振问题, 控制回路设计比较复杂。其拓扑结构如图 4-28 所示。

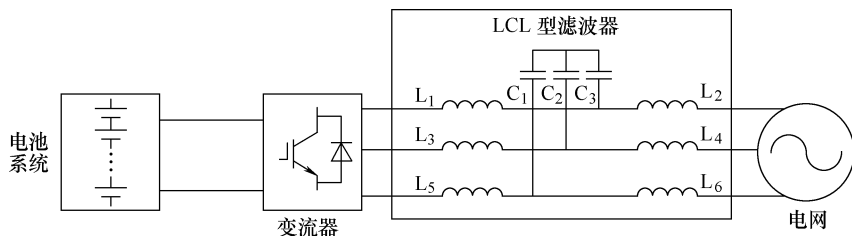


图 4-28 LCL 型滤波器拓扑结构

3. 具有更好应用前景的拓扑结构

通过对 PCS 拓扑结构的分析发现, 在变流器方面, 含 DC/DC 和 DC/AC 环节 PCS 装置的电池储能系统, 其电池组的配置更灵活, 对电池的充放电管理更准确、可靠, 更适于配合新能源的接入。但随着电池技术的发展, 使仅依靠电池

串并联达到稳定的功率及容量需求成为可能, 这样就可省去 DC/DC 环节, 不仅减少器件数量, 也使得控制更为简单, 更重要的是提高了能量转换效率。含有 Z-源网络的变流器, 允许逆变桥上下管直通状态, 省去死区补偿环节, 提高了变流器的安全性和可靠性, 提高了输出波形质量, 并且可通过插入直通时间升高直流电压, 具有很好的应用前景。

在滤波器方面, LCL 型变流器在高频段具有较快的衰减特性, 可以很好地抑制谐波, 从而能有效地降低电感值, 在大功率场合可相对的减小系统的体积和成本, 提高系统的动态性能, 并且受电网的影响较小。

综上所述, 提出了图 4-29 和图 4-30 所示两种电池储能系统 PCS 拓扑结构。

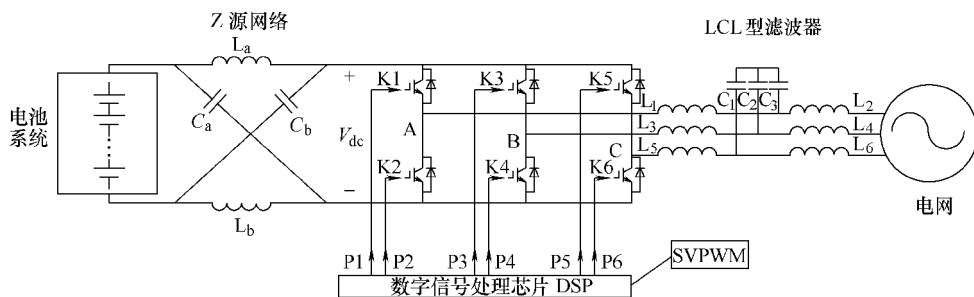


图 4-29 含 Z-源网络和 LCL 型滤波器的变流器拓扑结构

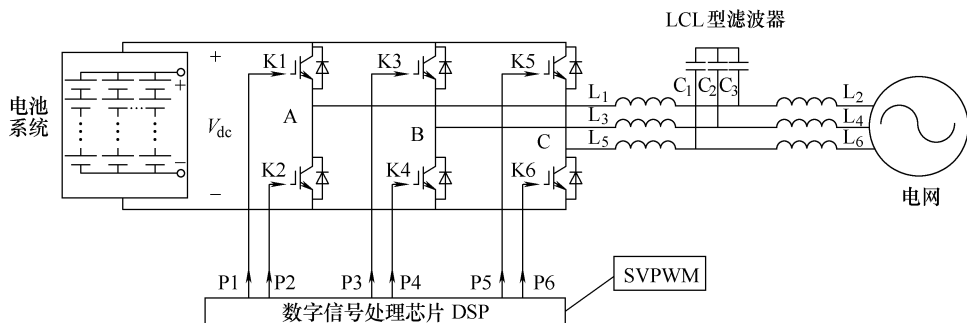


图 4-30 仅含 DC/AC 环节和 LCL 型滤波器的变流器拓扑结构

4.6.2 控制方法

1. 滞环控制

滞环控制也叫 Bang-Bang 控制或纹波调节器控制, 即将输出电压维持在内部参考电压为中心的滞环宽度内。滞环控制属于闭环电流跟踪控制方法, 最初用于控制电压型逆变器的交流电流输出, 是最简单的电流控制方式。采用滞环控制可

以使网侧功率因数为 1，且不产生无功功率和谐波电流。滞环控制同时兼有两种功能：①作为电流调节器；②起 PWM 调节器的作用，可以获得很宽的电流频宽。滞环控制无需外加调制信号，检测的变量是电感电流，控制电路设有一个滞环逻辑控制器，有一个电流滞环带。滞环带的带宽决定了电流纹波的大小，它可以取固定值，也可以与瞬时平均电流成正比。滞环控制的原理图如图 4-31 所示。

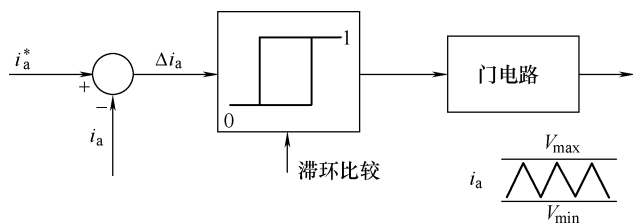


图 4-31 滞环控制的原理图

滞环电流控制的特点是：控制方式简单、动态响应快、具有内在的电流限制能力。电流滞环瞬时比较控制不依赖于变流器系统的数学模型、系统参数，从而也不需要系统模型进行近似和简化处理。但是，滞环控制的开关频率不固定，使电路工作可靠性下降，输出电压的频谱变差，对系统性能不利。

2. 无差拍控制

无差拍控制最先是由卡尔曼提出的，它是一种基于被控制对象准确数学模型的控制方法。无差拍控制的基本思想是根据逆变器的状态方程和输出反馈信号（通常是输出滤波电容的电压和电流）推算出下一个开关周期的 PWM 脉冲宽度。PWM 脉冲宽度是根据当前时刻状态矢量和下一采样时刻的参考正弦值计算出来的。因此，从理论上可以使输出电压在相位和幅值上都非常接近参考电压，由负载变化或非线性负载引起的输出电压误差可在一个开关周期内得到校正。无差拍控制要求控制脉宽必须在当拍计算当拍输出，否则不仅会破坏控制特性，甚至还会影响系统的稳定性。由于采样和计算延时，要做到当拍计算当拍输出必然使输出脉冲的占空比受到限制，这就降低了输入直流电压的利用率。无差拍控制的控制参数与输出滤波器参数、直流母线电压以及负载息息相关，只要它们其中的一个发生变化，控制参数就得进行相应的调整，否则就会导致控制失效，所以无差拍控制系统的鲁棒性很差。

3. 滑模控制

滑模控制是一种非线性控制，这种控制的特点是控制的非连续性，它使系统在一定条件下沿着规定的轨迹做高频率、小振幅的上下运动。滑模控制的原理是根据系统所期望的动态特性来设计系统的切换超平面，通过滑动模态控制器使系

统状态从超平面之外向切换超平面收束。系统一旦到达切换超平面，控制作用将保证系统沿切换超平面到达系统原点，这一沿切换超平面向原点滑动的过程称为滑模控制，如图 4-32 所示。由于系统的特性和参数只取决于设计的切换超平面而与外界干扰没有关系，所以滑模控制具有很强的鲁棒性。超平面的设计方法有极点配置，特征向量配置设计法，最优化设计方法等，所设计的切换超平面需满足达到条件，即系统在滑模平面后将保持在该平面的条件。控制器的设计有固定顺序控制器设计、自由顺序控制器设计和最终滑动控制器设计等设计方法。

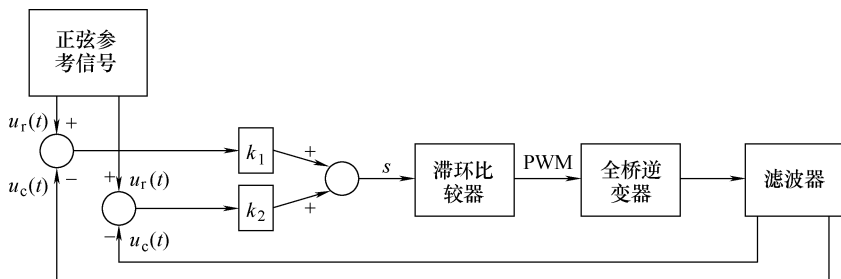


图 4-32 滑模控制框图

这种控制既可以用于线性系统也可以用于非线性系统。对于连续系统，由于控制的不连续使其变为非线性系统；对于非连续系统，不仅有非连续特性还包含有非线性系统的动力学特性。这种控制方法具有很强的鲁棒性，但也存在控制系统稳态效果不佳、理想滑模切换面难于选取、控制效果受采样率的影响等弱点。

4. 重复控制

重复控制是一种基于内模原理的控制方法，内模原理是把作用于系统的外部信号的动力学模型植入控制器以构成高准确度反馈控制系统的一种设计原理，如图 4-33 所示。逆变器采用重复控制的目的是为了消除因整流桥负载引起的输出电压波形周期性畸变。其控制思想是假定前一周期出现的输出电压波形畸变将在下一周期的同一时刻再次出现，控制器根据参考信号和输出电压反馈信号的误差来确定所需的校正信号，然后，在下一个基波周期将此校正信号叠加在原控制信号上，这样就可以消除输出电压的周期性畸变。

重复控制器可以消除周期性干扰产生的稳态误差，但由于重复控制延时一个工频周期的控制特点，使得单独使用重复控制的变流器动态特性极差，无法满足变流器的指标要求。

5. 模糊控制

模糊控制属于智能控制的范畴。系统的复杂性和模型的准确性总是存在着矛盾，许多控制方法都要求有被控对象的准确模型，而模糊控制器的设计不需要被

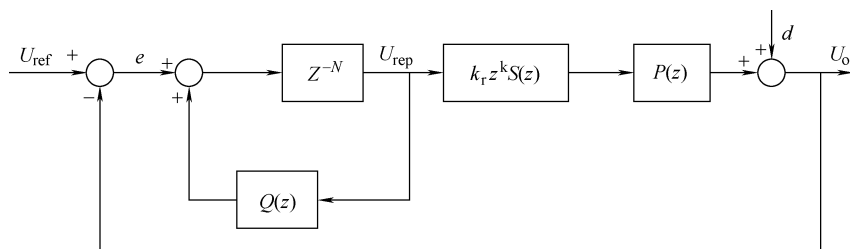


图 4-33 重复控制框图

控对象的准确数学模型，因此，其具有很强的鲁棒性和自适应性。模糊控制有三个基本组成部分，即模糊化、模糊决策和精确化计算。其工作过程可简单描述为：首先将信息模糊化，然后经模糊推理规则得到模糊控制输出，最后将模糊指令进行精确化计算最终输出控制值。模糊控制需知道输入输出间的数学依存关系，给定一个输入，便可以根据控制规则表得到一个合适的输出，控制算法简单、计算时间较少。逆变器采用模糊控制有利于提高控制的实时性，改善逆变器输出电压波形质量。模糊控制主要依赖模糊规则和模糊变量的隶属度函数。如果对信息进行简单的模糊化处理会导致被控系统控制准确度的降低和动态品质变差，为了提高系统准确度必然要增加量化等级，这样就使得规则迅速增多，影响了规则库的最佳生成，而且会增加系统的复杂性和推理时间。变流器模糊控制原理图如图 4-34 所示。

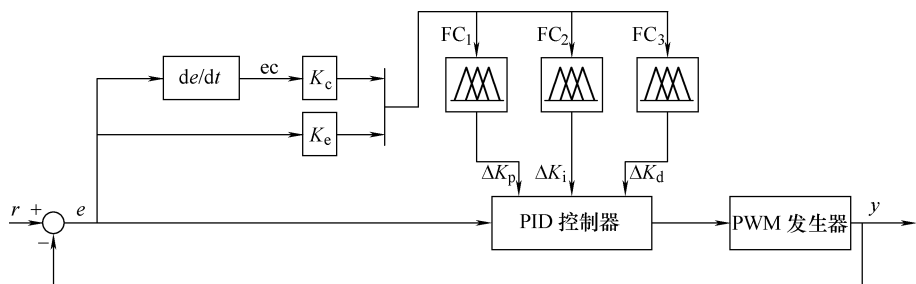


图 4-34 变流器模糊控制原理图

模糊控制主要用于滞后系统、非线性系统、时变系统，该控制不要求知道系统的准确数学模型，根据控制量的数可分为一维模糊控制器、二维模糊控制器和三维模糊控制器。模糊控制类似于传统的 PD 控制，因而，该控制有很快的响应速度，但是其静态特性不令人满意。

6. 神经网络控制

神经网络控制是模拟人脑神经中枢系统智能活动的一种控制方式。神经网络具有非线性映射能力、并行计算能力和较强的鲁棒性等优点，已广泛地应用于控

制领域,尤其是非线性系统领域。随着神经网络控制芯片的出现,一些学者正在研究神经网络控制在逆变电源中的应用,目前在神经网络结构的设计、学习算法等方面已取得了一定成果。神经网络自整定 PI 控制器如图 4-35 所示。

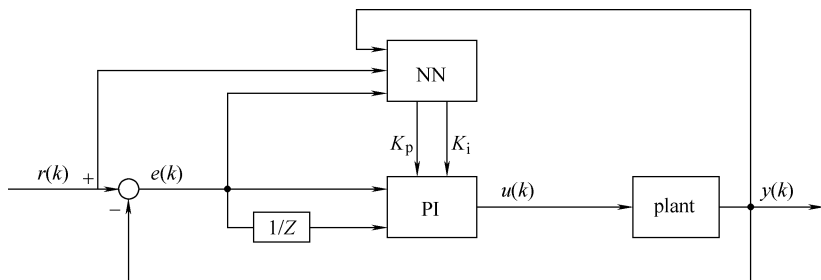


图 4-35 神经网络自整定 PI 控制器

由于硬件系统的限制,目前神经网络控制还无法实现对逆变器输出电压波形进行在线控制,多数应用都是采用离线学习获得优化的控制规律,然后利用得到的规律实现在线控制。

4.6.3 实例仿真

电网电压为 380V,控制直流母线电压为 700V,系统的容量为 100kW。假设有两种充放电特性的电池储能系统。一种是具有响应快、长寿命、小容量,能够高频快速充放电的功率型储能电池,这种电池适合补偿短时功率波动。另一种是具有大容量、响应慢,低频充放电的能量型储能电池,这种电池适合补偿长时功率波动。使用这两种电池对风电出力进行平滑,达到并网要求。

针对实例,分别对网侧变流器以及双向 DC/DC 变流器进行设计,组成用于风储混合系统的 PCS 系统并进行仿真验证。

1. DC/DC 环节控制策略

为了对电池进行功率和能量管理,必须对双向 DC/DC 变流器进行闭环控制,从而实现对电池储能的充放电控制。双向 DC/DC 变流器采用电感电流内环和瞬时值电压外环控制。电流环采用电感电流内环,在电池为储能状态时,电感电流内环的闭环控制实现了对电池充电电流的控制,保护开关管的安全;在电池为释能状态时,电感电流内环提高了系统的快速响应性能。电压环采用直流母线电压外环,目的是维持并网变流器的直流母线电压稳定,使并网变流器能够输送恒定功率。其控制框图如图 4-36 所示。

2. DC/AC 及滤波器环节

由于 DC/AC 变流器的控制参数采样来自并网滤波器,因此将两部分合并分

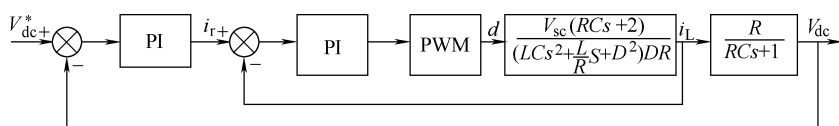


图 4-36 DC/DC 变流器控制框图

析。

单电感变流器的控制系统框图如图 4-37 所示，其中 dq 轴电流的微分和乘积项可以用 PI 调节器得到，后面的补偿项可以通过简单运算叠加到 dq 轴电压指令中。

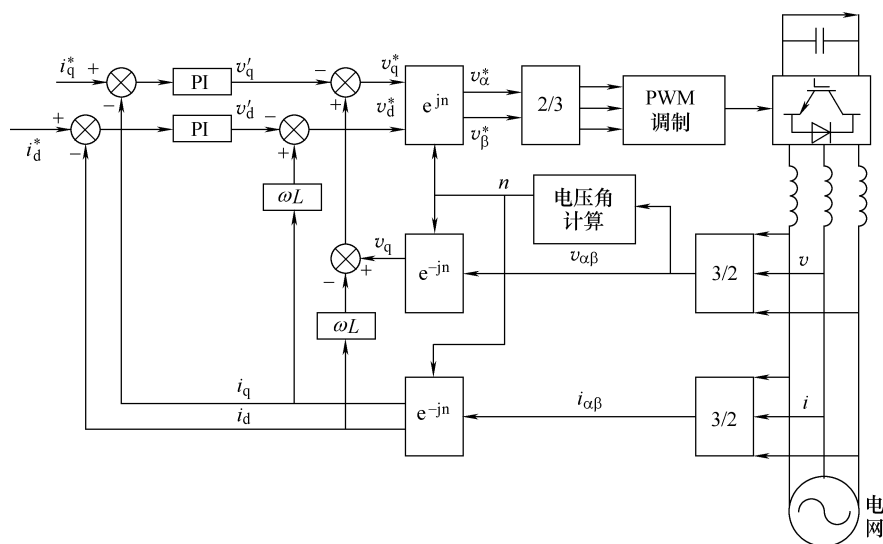


图 4-37 单电感变流器控制系统图

负反馈系统的结构如图 4-38 所示。

图 4-38 中， $R(s)$ 为给定信号， $C(s)$ 为输出信号， $B(s)$ 为反馈采样信号， $E(s)$ 为误差信号， $G(s)$ 为被控系统的传递函数。由此可以求出系统的闭环传递函数为

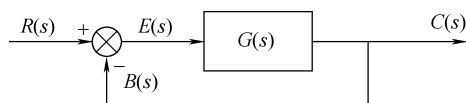


图 4-38 负反馈系统

$$\frac{C(s)}{R(s)} = \frac{G(s)}{1 + G(s)} \quad (4-1)$$

由此可求出系统的特征方程为

$$F(s) = 1 + G(s) = 0 \quad (4-2)$$

对于稳定的系统，特征方程 $F(s)$ 的根都在 s 平面的左半平面，或是说闭环

LCL 型滤波器是三阶传递函数，采用 LCL 型滤波器的变流器 PI 控制器（见图 4-39）设计复杂，考虑到 LCL 型滤波器和 L 型滤波器低频特性一致，因此可以根据等效的 L 型滤波的变流器数学模型设计调节器。

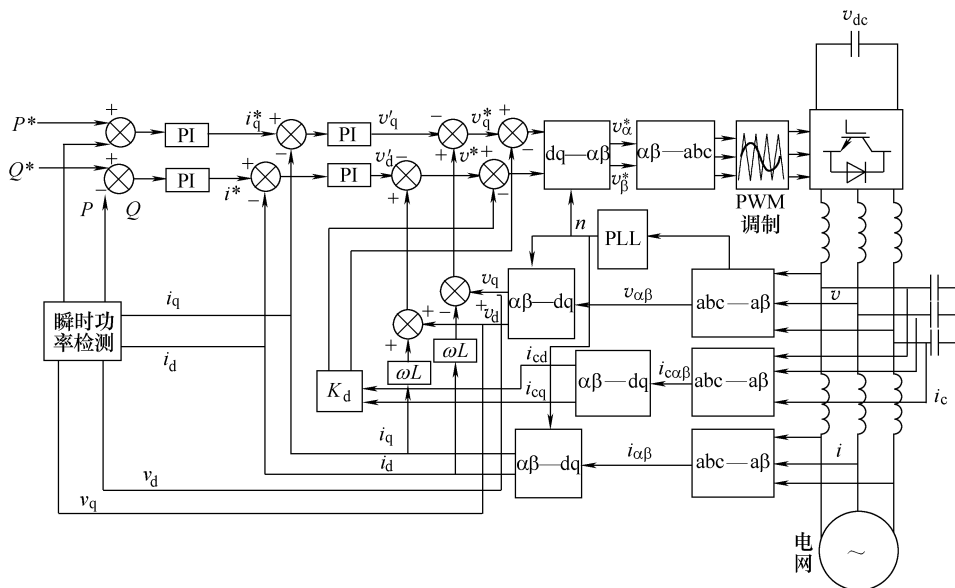


图 4-39 采用 LCL 型滤波器的变流器控制框图

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{Td} \\ i_{Tq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_r}{L_T} & \omega \\ \omega & \frac{-R_r}{L_T} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{Td} \\ i_{Tq} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_T} \begin{bmatrix} e_d \\ e_q \end{bmatrix} - \frac{1}{L_T} \begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix} \quad (4-3)$$

分别对采用 LCL 型滤波器的变流器与采用 L 型滤波器的变流器网侧电流进行谐波分析,如图 4-43 所示。

从图中可以看出,在相同电感总量的前提下,采用 LCL 型滤波器的变流器谐波畸变总量为 1.46%,采用 L 型滤波器的变流器谐波畸变总量为 3.61%。并且在开关频率 10kHz 处,采用 LCL 型滤波器的变流器的谐波量明显低于采用 L 型滤波器的变流器的谐波量。

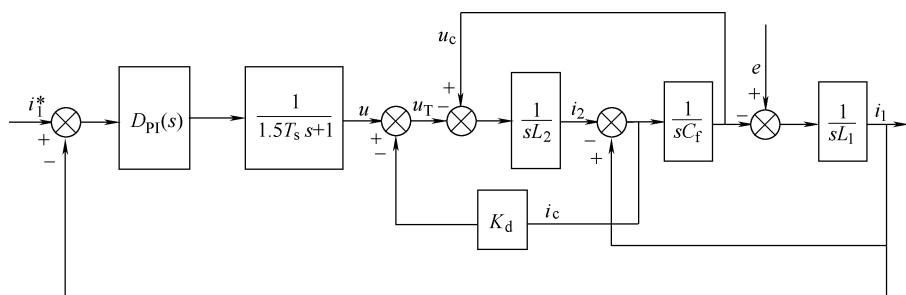


图 4-40 加入电容电流补偿后的电流内环控制框图

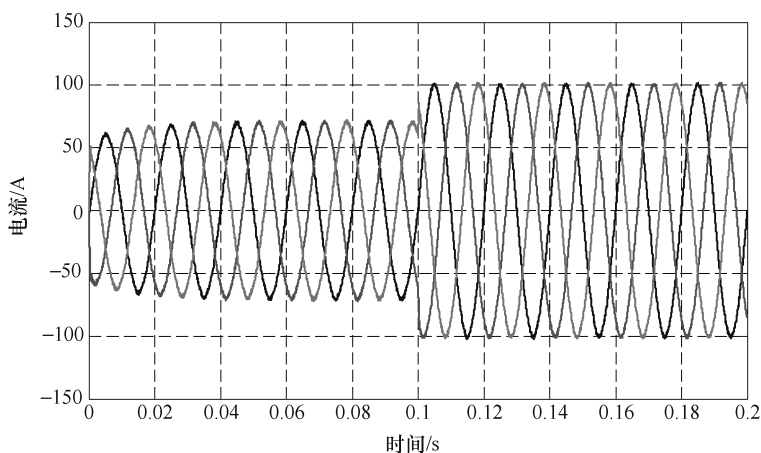


图 4-41 采用 LCL 型滤波器的变流器网侧电流

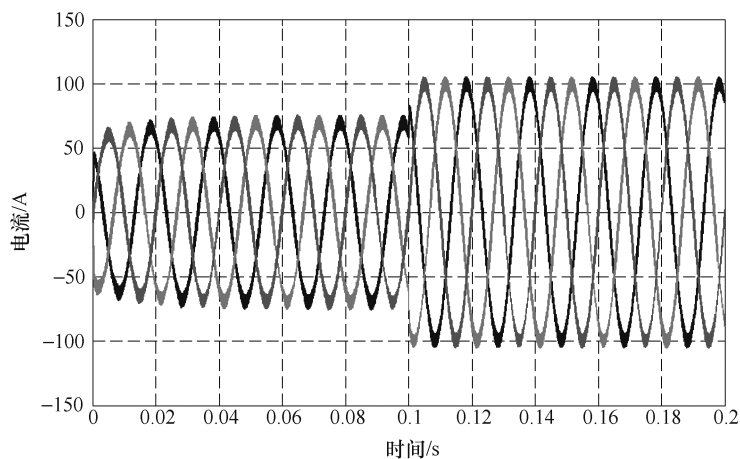
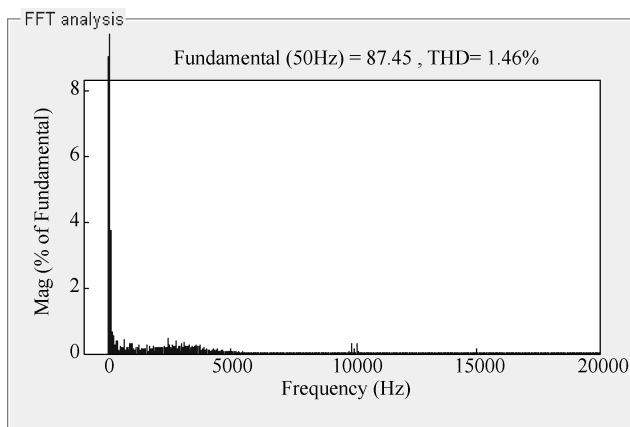
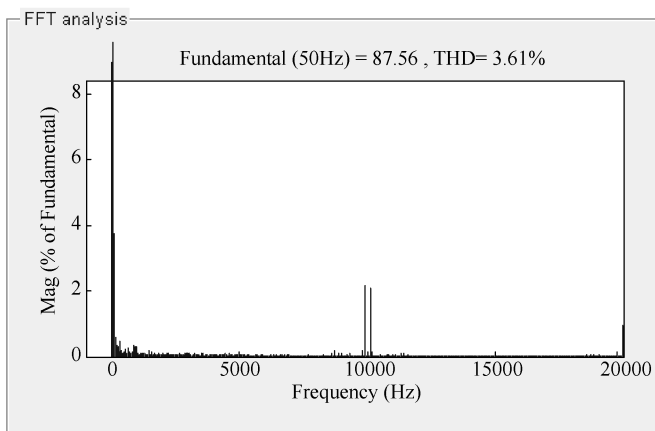


图 4-42 采用 L 型滤波器的变流器网侧电流



a) 采用 LCL 型滤波器的变流器谐波分析



b) 采用 L 型滤波器的变流器谐波分析

图 4-43 谐波分析

3. 仿真结果

综合对 DC/DC 环节、DC/AC 环节和滤波器的分析, 提出用于风储混合系统的 PCS 系统。其整体拓扑结构与 Simulink 仿真图分别如图 4-44 和图 4-45 所示。

针对图 4-45 所示结构进行仿真, 仿真所得关键曲线图如图 4-46 ~ 图 4-59 所示。

仿真结果表明, 实例中的电池储能系统能够平滑风电输出的波动, 达到并网要求。此外, 两种不同类型的储能电池, 能够优势互补, 利于延长储能电池寿命。

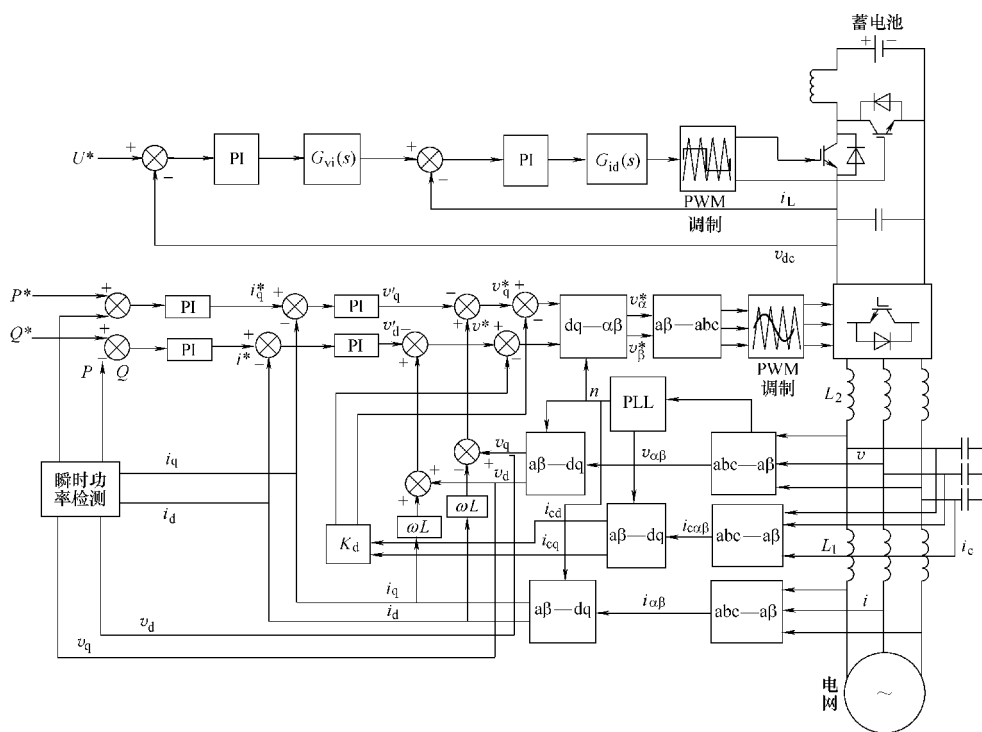


图 4-44 PCS 系统拓扑结构

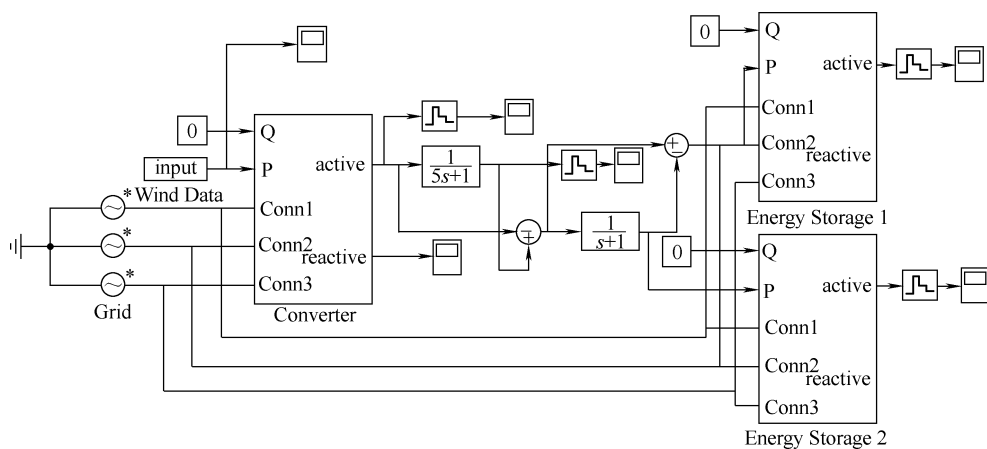


图 4-45 仿真结构

4.6.4 电池储能系统用 PCS 发展前景

1) 拓扑结构方面。随着电池技术的发展, 仅含 DC/AC 环节的变流器和含

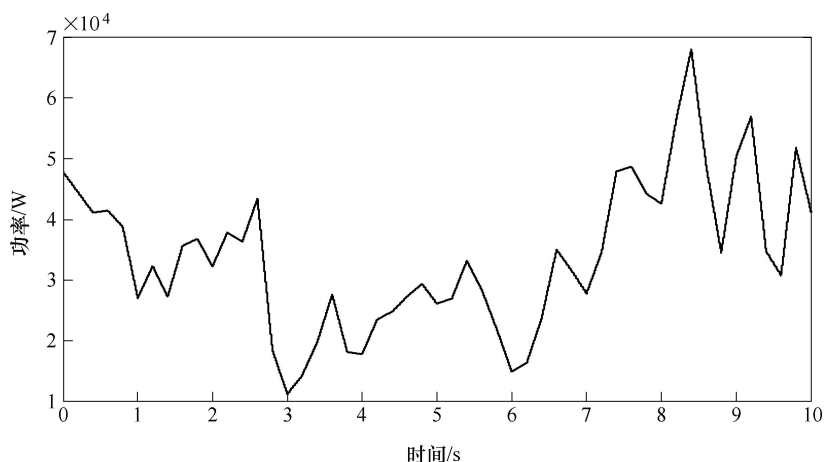


图 4-46 风电数据读入曲线

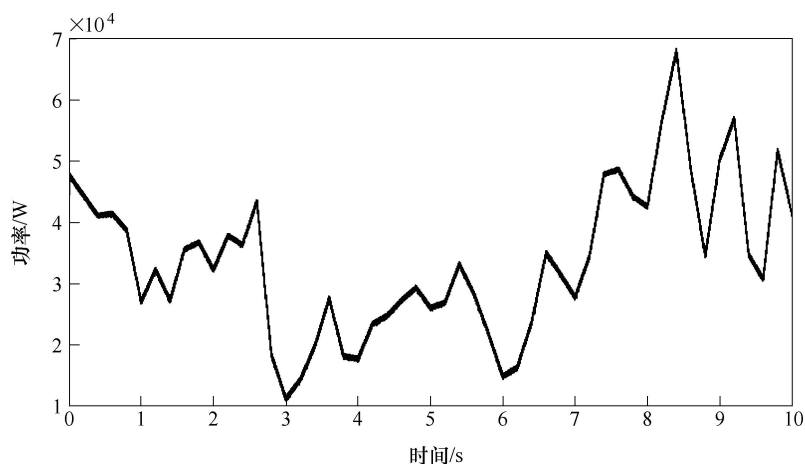


图 4-47 风电数据经变流器后输出曲线

Z-源网络与 DC/AC 环节的变流器，将由于器件数量少，控制简单，能量转换效率高，输出波形质量好等原因得到更广泛的应用。同时，采用 LCL 型滤波器的变流器由于可以很好地抑制谐波，可有效降低电感值，减小系统体积和成本，提高系统动态性能，将成为 PCS 滤波器的主流。

2) 控制方法方面。从各种控制方案的分析可以看出，每一种控制方案都有其特长，但都在某些方面存在一些问题。因此，各种控制方案互相渗透，取长补短，优势互补，结合成复合控制方案是变流器控制策略的必然发展趋势。同时，

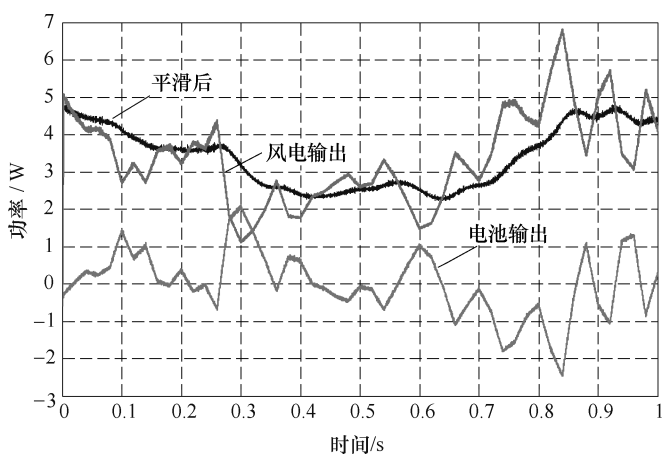


图 4-48 平滑输出曲线

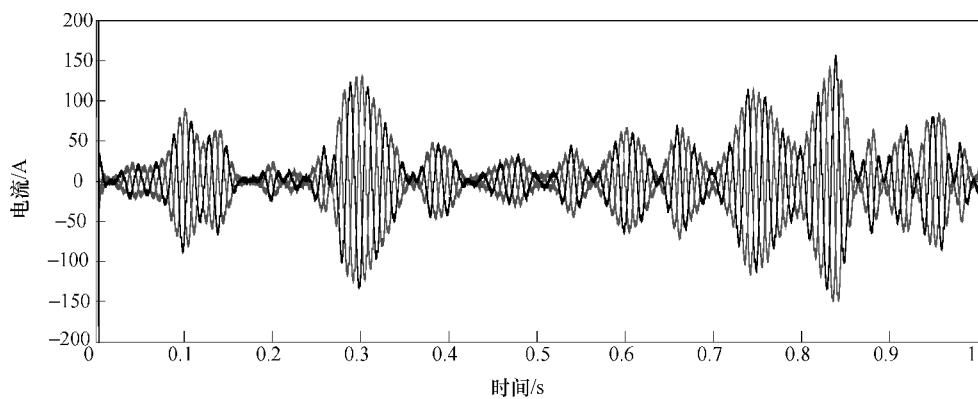


图 4-49 网侧三相电流波形

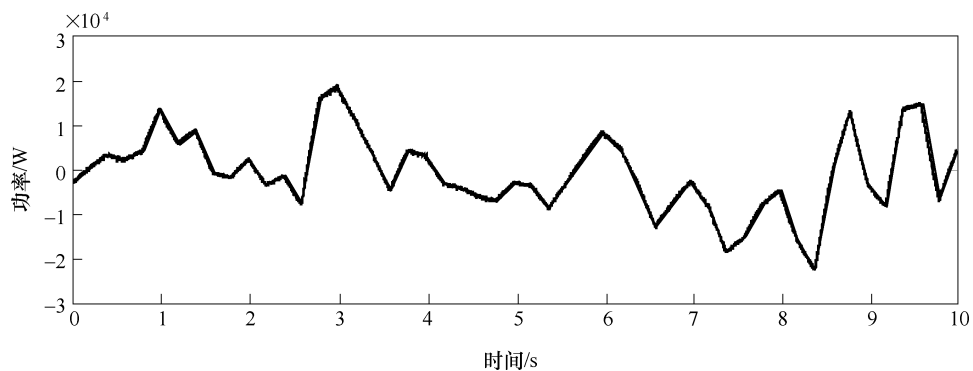


图 4-50 电池高频充放电功率曲线

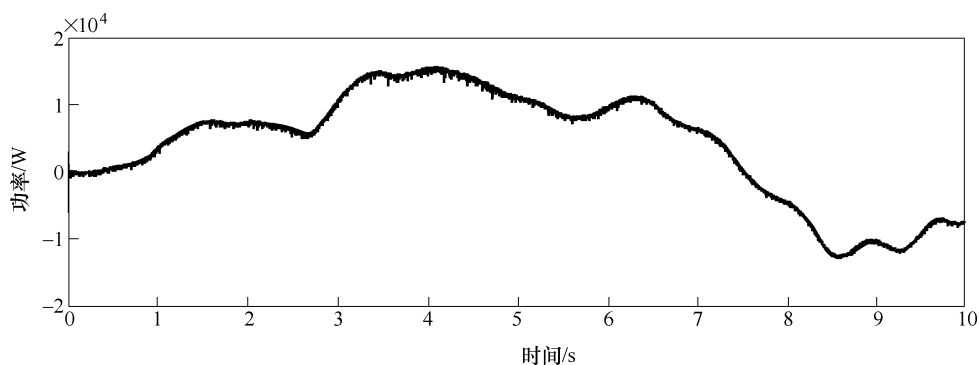


图 4-51 电池低频充放电功率曲线

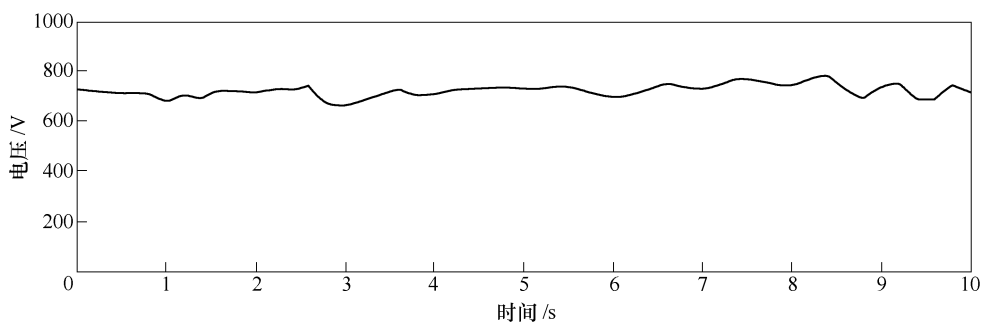


图 4-52 高频充放电电池直流母线电压

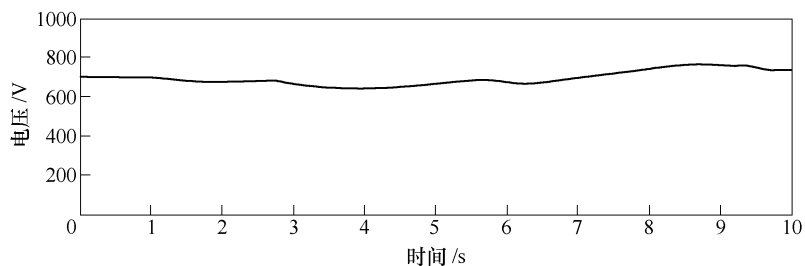


图 4-53 低频充放电电池直流母线电压

采用 SVPWM 技术，每次开关切换只涉及一个器件，开关损耗小；利用电压空间矢量生成三相 PWM 波，计算简单；变流器输出线电压基波最大值为直流侧电压，比一般的 SPWM 变流器输出电压高 15%，因此具有更好的应用前景。

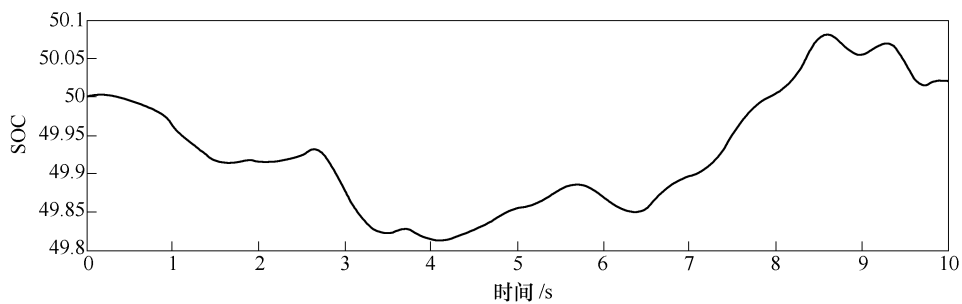


图 4-54 高频电池 SOC 曲线

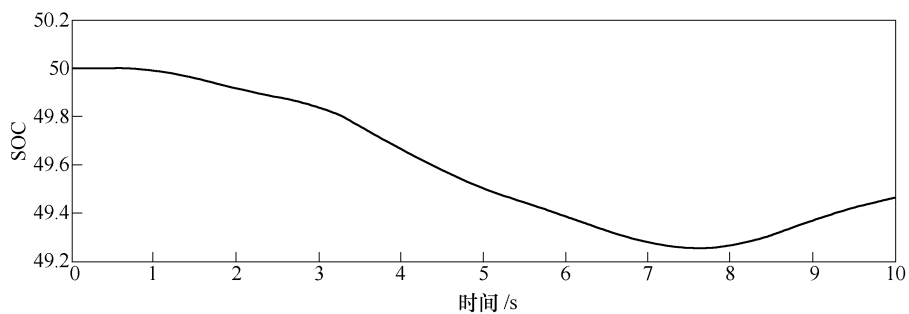


图 4-55 低频电池 SOC 曲线

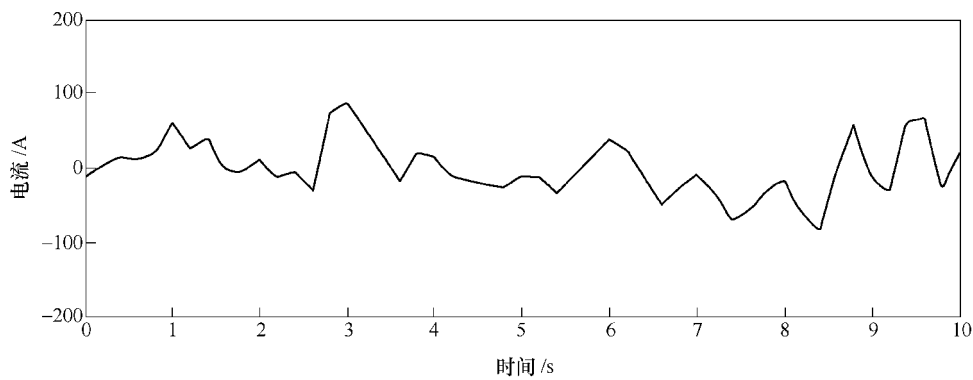


图 4-56 高频电池充放电电流

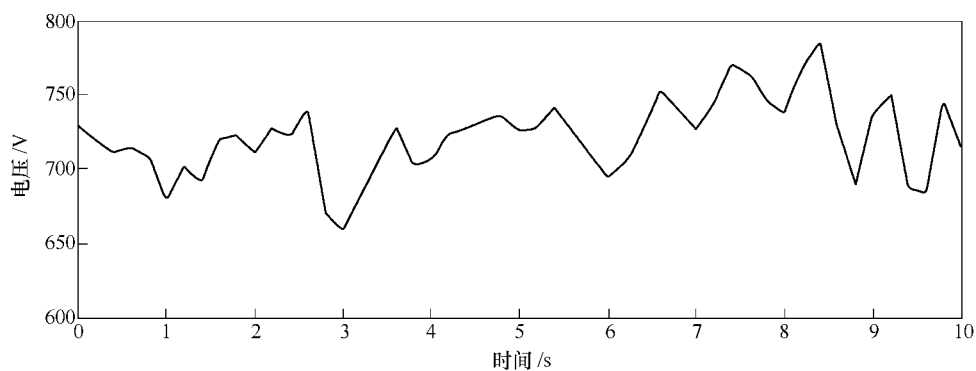


图 4-57 高频电池端电压

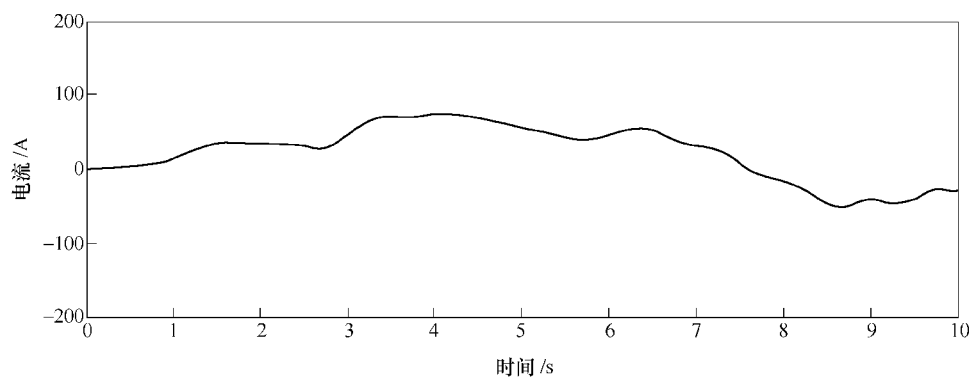


图 4-58 低频电池充放电电流

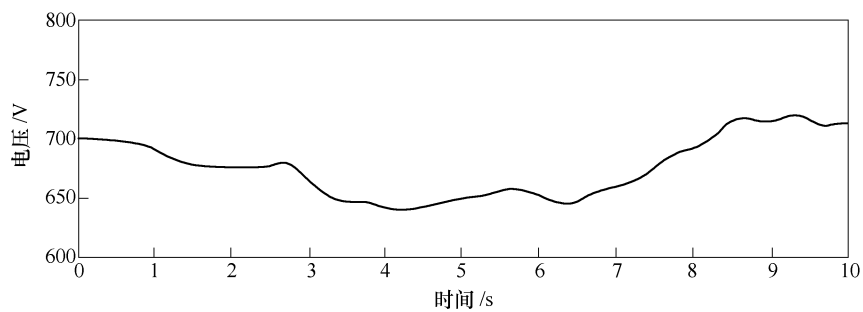


图 4-59 低频电池端电压

4.7 电池储能用 BMS 技术

在电池储能系统中, 电池储能系统 (Battery Management System, BMS) 用于管理电池堆所有电池的管理系统, 其需要保障每一块电池的安全, 并能够实时监控所有电池的电压、温度等状态信息, 以及电池堆整体的运行状态、健康状况, 可以及时、方便地发现故障电池。同时, 先进的电池管理系统, 还需要有高效的电池均衡能力, 达到延缓电池寿命衰减的作用。

4.7.1 电池储能系统 BMS 发展概况

由于 BMS 在电池储能系统中发挥了巨大作用, 从而吸引了国内外一大批优秀的电池企业或保护板企业, 甚至新兴高科技企业 (如 A123、ATL、比亚迪、惠州亿能、东莞钜威等) 对电池储能系统 BMS 的研发投入。早期的电池管理系统一般只有电池过充电/过放电控制、电压/电流/温度监测及简单的通信等功能, 初步满足了电池储能系统的需求。但是由于电池制造工艺的限制, 特别是国内大多数生产电池的厂商, 仍旧采用半自动化甚至手工方式生产电池, 导致电池内阻、电压、容量的一致性问题, 在大型储能系统中遇到了严峻的考验, 严重影响了储能系统容量及性能的发挥, 电池组使用寿命可能缩短数倍甚至十几倍。

为解决电池的一致性问题, 电池均衡技术应运而生。基于无源均衡 (Passive Balancing) 功能的电池管理技术, 可增强电池的采集监测功能, 采用一定的均衡控制策略, 引入高速通信功能, 可在一定程度上减轻电池一致性带来的容量下降及寿命缩短问题。目前许多企业都是采用这种方式进行电池管理系统的设计。然而这一传统的均衡技术却带来了新的问题, 无源均衡方案, 采用功率型电阻作为均衡器件, 例如美国的专利《System and Method for Balancing Cells in a Battery Pack with Selective Bypass Paths》(US7, 466, 104 B2)、《Method for Balancing Lithium Secondary Cells and Modules》(US7, 609, 031 B2) 中都有说明, 而在大型电池系统中无源均衡带来了均衡电流做不大、热耗散困难、均衡电路散热设计成本高昂等问题, 并且均衡效率较低、可靠性差。在这种形势下, 新一代更优功能均衡技术的研发迫在眉睫。

近几年来随着大型电池组的出现, 电池管理系统中的有源均衡 (Active Balancing) 技术迅速进入人们的视野。该技术具有均衡电流大, 均衡时间长, 热耗散低, 充电效率高等优点。有源均衡已经被业界认可成为最有希望实现大电流均衡的方式。最新的基于有源均衡技术的电池管理系统, 拥有更高级别的数据采集

速率与准确度,高准确度 SOC 估算和高速稳定的通信架构增强了电池组的监控与安全保护功能,满足了当前储能系统的性能需求。

4.7.2 电池储能系统 BMS 的技术要点

1. 电池均衡技术

在电池在生产过程中,设备控制准确度会使原材料的配比、正负极原材料分布密度产生差异,操作过程会对电池的半成品产生不同的细微损伤。由于电池属于化学品,这些变化都会使电池的性能(如电池的容量、内阻、电压等)发生变化。在电池成组过程中,电池的搬运、轻微碰撞、焊接、固定等操作,也会使电池的性能发生变化。在长期使用过程中,自放电率、环境温度、湿度、充放电深度等的不同,会使电池衰减速度不一致,导致电池间更大的一致性差异。

电池储能系统中电池的一致性差异会造成能量的水桶效应,导致充电时,容量最小的电池容易过充,放电时,容量最小的电池又容易过放。若容量最小的电池受损,系统容量将变得更小,进入恶性循环,从而影响电池循环寿命。另外,单体电池性能的优劣也直接影响到整组电池的充放电特性,造成电池组容量降低。

BMS 厂家为了解决电池的一致性问题的,通过各种各样的均衡技术改善电池的一致性。一般为分损耗型电阻分流法、非损耗型开关电容法和 DC/DC 变流器法。

(1) 电阻分流法

电阻分流法是目前应用最多的均衡技术,其原理简单、易于实现、成本低廉,基本的原理图如图 4-60 所示。

电阻分流法的原理是把电压较高的电池通过一个电阻进行放电,使电池电压趋于低电压电池,实现均衡目的。其中是否需要放电由控制策略决定开关管的打开与闭合。如图 4-60 所示,若 Cell_1 电压较高,可以控制 T_1 开关管闭合,通过 R_1 对 Cell_1 放电,达到电池接近于 Cell_2 和 Cell_3 。

为使电阻分流均衡技术更好地应用于大容量电池组,需要增加放电电阻的功率,甚至在功率电阻上加散热片,来实现更大的均衡电流。另外一种扩展方式是

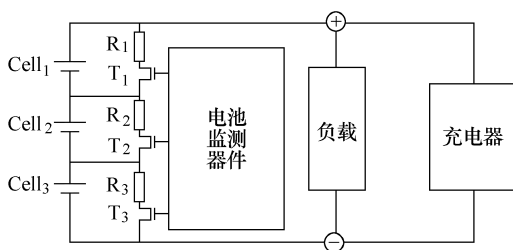


图 4-60 电阻分流均衡电路基本原理图

同时对低电压电池通过外接直流电流进行充电，实现双向均衡。但这些方式均衡电流仍然有限，一般只能达到几十毫安到一百多毫安。

(2) 开关电容法

利用开关与电容的组合实现能量在相邻电池中的传递（见图 4-61），直到所有电池达到统一的电压。该方法损耗很小，但是却存在几个问题：

1) 由于没有传感器，当有异常情况时可靠性不能保证。

2) 只能实现电压均衡，无法做到 SOC 均衡。

3) 均衡的效率较低，不适合于大电流充电时的快速均衡。

4) 相邻电池电压差很小时，均衡时间将非常长。

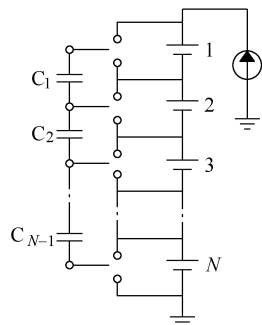


图 4-61 开关电容法均衡电路基本原理图

(3) DC/DC 变流器法

利用电力电子方法进行均衡，按结构可分为集中式和分布式两种。它们是现阶段锂离子电池均衡研究的主流方案。

DC/DC 变流器方案有多种拓扑，当前应用的变流器均衡方案主要可分为以下几种。

1) 集中式带变压器的均衡方案。这种拓扑通过一个多输出的变压器，将能量传递到电压最低的电池中。一次侧和二次侧采用正激和反激结构比较多，如图 4-62 所示。这种结构的主要优点是均衡效率很高，速度很快。但是其缺点也很明显：二次绕组很难匹配，变压器的漏感所造成的电压差也很难补偿，不易于模块化，开关管耐压高等，故实际应用困难。

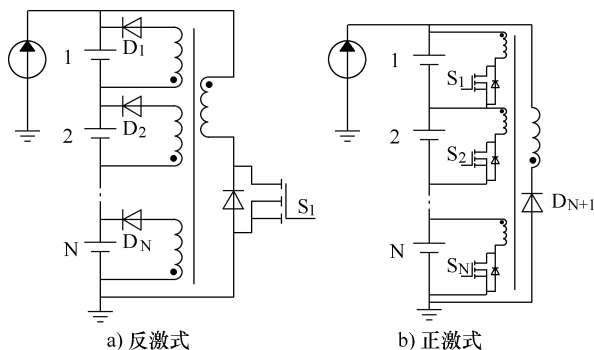


图 4-62 集中式带变压器的均衡方案

2) 分布式均衡方案。分布式结构是在每个电池单体两端并联一个均衡电

路,属于放电式均衡,即能量过高的电池向整个电池组或者其余某些电池放电。其特点是易于模块化,不足之处在于器件较多。分布式均衡方案从拓扑结构上来讲可以分为变压器式隔离型和电感式非隔离型两类。

① 变压器式隔离型拓扑(见图4-63)。在隔离型拓扑中,反激式结构最为常用。其优点是均衡效率高、开关元件的电压等级与串联级数无关,适合于串联电池单体数量多的电池组均衡。其主要缺点是变压器效率不高,有漏感问题,多个二次侧参数一致性困难,且变压器较多,体积较大,不易于集成。

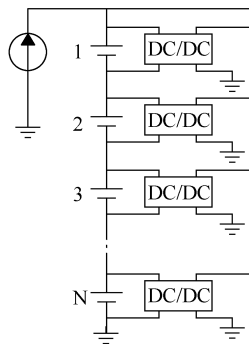


图 4-63 变压器式隔离型均衡拓扑电路基本原理图

② 电感式非隔离型拓扑。电感式非隔离型均衡电路克服了变压器式隔离型均衡技术的缺点,拥有均衡电流大,均衡时间长,热耗散低,充电效率高等优点。其基本原理是:在充电时,将电压较高电池的充电电流通过一个电感储存能量并分流到相邻电压较低的电池;放电时,将电压较低电池的放电电流通过这个电感储存能量并分流到相邻电压较低的电池,其原理图如图4-64所示。

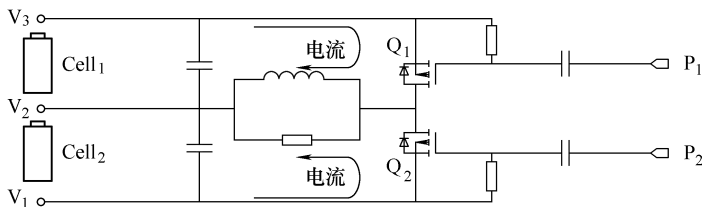


图 4-64 有源均衡技术基本原理图

图4-64是使用了两个MOSFET(Q_1 和 Q_2)及一个功率电感的降压升压电路简图。顶部电池 $Cell_1$ 需要将能量转移至低位电池 $Cell_2$, P_1 信号工作在几百赫兹的频率下,触发该能量转移,随后能量通过 Q_1 流至电感。当 P_1 信号重置时, Q_1 关闭,电感能量水平处在最高水平。因为电感电流必须不断流动,因此 Q_2 的体二极管被正向偏置,从而完成向 V_2 位置电池的电荷转移。同理,当底部 $Cell_2$ 需要将能量转移至 $Cell_1$ 时,由 P_2 触发能量转移,能量由 Q_2 流至电感,再由电感流向 $Cell_1$ 。需要注意的是,由于整个串联回路的电阻较低,存储于该电感中的能量只有轻微的损耗。

2. 电池模拟量监测技术

电池模拟量监测技术包括电池电压、温度和电流监测及其采样周期,监测精

度越高,采样周期越短,越能准确反应电池堆的实时状态,以便准确控制。由于储能电池一般采用铅酸或磷酸铁锂电池,这些电池的电压在充放电期间变化都非常小,如磷酸铁锂电池在 3.2 ~ 3.3V 的充放电阶段, SOC 变化 10%, 电压变化仅仅几毫伏(见图 4-65), 在这种电压变化极为微小的情况下完成高准确度的 SOC 预测, 需要高准确度的电压采集来为 SOC 估计服务。高准确度的电压检测是国家电网电池储能系统电池管理系统的基本要求。

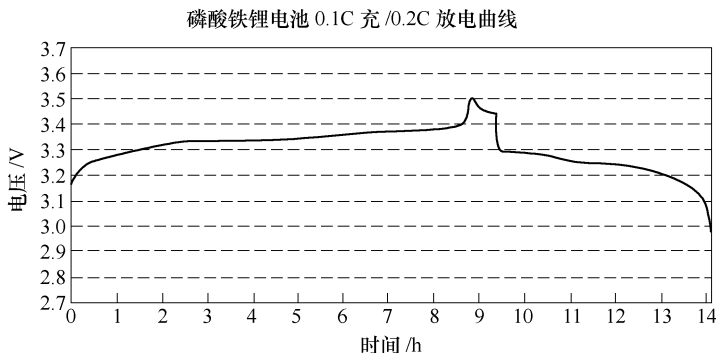


图 4-65 磷酸铁锂电池充放电曲线示例

电池储能系统对 BMS 的采样准确度及采样周期要求一般为电压 $< \pm 5\text{mV}$, 采样周期 $< 10\text{ms}$; 温度 $< \pm 2^\circ\text{C}$, 采样周期 $< 10\text{ms}$; 电流 $< 1\%$, 采样周期 $< 100\text{ms}$ 。

3. 电池堆 SOC 与 SOH 估算

电池组的 SOC 是衡量电池剩余电量的重要参数。在电池储能系统领域, SOC 估计是电网对电站进行调度的重要指标。所以, 高准确度 SOC 估计一直是业界持续投入并希望能够妥善解决的技术难题。同时, SOC 的高准确度估算, 可以为准确评估电池的健康状态 (SOH) 提供基础, 以便实时了解电池老化的程度。

SOC 估计算法一般通过对电池的电压, 温度, 电流等模拟量的观测和累计, 借助数学建模手段, 建立这些模拟量与 SOC 的关系, 最后完成 SOC 的估计运算。

1) 库仑法。库仑法即电流积分法、安时计量法。该方法是最常用的 SOC 估计方法。如果充放电初始状态为 SOC_0 , 那么当前状态的 SOC 为

$$\text{SOC} = \text{SOC}_0 - \frac{1}{C_N} \int_0^t \eta I d\tau \quad (4-4)$$

式中, C_N 为额定容量; I 为电池电流; η 为充放电效率。库仑法应用中的问题有: 电流测量不准, 将造成 SOC 计算误差, 长期积累, 误差将越来越大; 需考虑电池充放电效率; 在高温状态和电流波动剧烈的情况下, 误差较大。解决电池

充放电效率问题需要经过大量实验,建立电池充放电效率经验公式。库仑法可用于所有种类的电池,若电流测量准确,有足够的估计起始状态的数据,该方法是一种简单、可靠的 SOC 估计方法。

2) 电压法。电池负载电流保持不变时,电池的负载电压与 SOC 变化为线性关系,因而可利用负载电压估计电池的 SOC。

电压法的优点有能够实时估计电池组的 SOC,且在恒流放电时,具有较好的效果。但在实际应用中,剧烈波动的电池电压给应用负载电压法带来了困难。解决该问题,要存储大量电压数据,建立动态负载电压和 SOC 的数学模型。电压法常用作电池充放电截止的判据。

另外,电压法适用于电压-SOC 线性关系较明显的铅酸电池,而用于充放电平台比较平坦的锂电池,特别是磷酸铁锂电池时,效果不明显。

3) 神经网络法。电池是高度非线性的系统,其充放电过程很难建立准确的数学模型。神经网络具有非线性的基本特性,并且具有并行结构和学习能力,对于一定的外部激励,能给出相应的输出,故能够模拟电池动态特性,从而估计 SOC。

通常采用 3 层典型神经网络估计电池 SOC,即输入层、中间层、输出层。输入层、输出层神经元个数根据实际需求来确定,一般为线性函数;中间层神经元的个数取决于问题的复杂程度及分析准确度。估计电池 SOC,常用的输入变量有电压、电流、累积放出电量、温度、内阻、环境温度等。神经网络输入变量的选择是否合适,变量数量是否恰当,直接影响模型的准确性和计算量。神经网络法适用于各种电池,其缺点是需要大量的参考数据进行训练,估计误差受训练数据和训练方法的影响很大。另外,计算量是神经网络法在电池管理系统中实现该方法的瓶颈,这就对一般使用嵌入式系统开发 BMS 硬件系统带来了很高的运算要求。所以实现起来有比较大的困难,产品成本高。

4) 卡尔曼滤波法。卡尔曼滤波法的思想是对动力系统的状态做出满足均方根误差最小的最优估计。电池模型的一般数学形式为

$$\text{状态方程: } x_k + 1 = A_k x_k + B_k u_k + w_k = f(x_k, u_k) + w_k \quad (4-5)$$

$$\text{观测方程: } y_k = c_k x_k + v_k = g(x_k, u_k) + v_k \quad (4-6)$$

系统输入量通常包括电池电流、温度、剩余容量和内阻等变量,输出量通常为电池的工作电压,电池 SOC 包含在系统的状态变量中。SOC 估计算法的核心,是一套包括 SOC 估计值和反映估计误差和、协方差矩阵的递归方程,协方差矩阵用来给出估计误差范围,从而在电池模型状态方程中,将 SOC 描述为状态矢量。

$$\text{SOC}_{k+1} = \text{SOC}_k - \frac{\eta(i_k) i_k \Delta\tau}{C} \quad (4-7)$$

与神经网络法相同,卡尔曼滤波法运算量也很大。大容量储能系统的 SOC 估计在业界被视为共知的难题,其难点主要有:

① 对于锂离子电池特别是磷酸铁锂电池充放电平台,由于传统电压法准确率低,所以 BMS 系统单体电池电压采集准确率低的情况下无法有效估计 SOC。

② 大容量储能系统电池串联数目多,大容量电池单体间的一致性差异较大,导致在小电芯上采取内阻跟踪法等比较有效的方法也无法有效估计 SOC。

③ 大部分情况下,大容量储能系统连续运行,利用库仑法的 SOC 估计由于累计误差,其估计值会越来越偏离真实值。

④ 神经网络法和卡尔曼滤波法等方法虽然在理论上阐述了实现 SOC 估计的技术路线,但是受实现手段的限制,在 BMS 系统模拟量采集准确度、温漂、运算能力都无法达到算法要求的情况下,也无法进入实际使用。

综上所述,在 BMS 上完成相对准确的 SOC 估计需要具备的条件如下:

① BMS 需进行高准确度电池模拟量采集,包括单体电压、电流和温度。高准确度电池模拟量采集是 SOC 估计的基础,针对传统的库仑法,电流检测准确度决定了 SOC 累计误差的离散性;单体电池电压采集是利用 OCV 进行 SOC 估计修正的重要参考指标;温度同样是 SOC 修正的重要参考因素。所以,高准确度模拟量采集是高准确度 SOC 估计的必要条件。

② BMS 应具备大容量历史数据记录保存的功能。无论采用何种 SOC 算法,电池充放电曲线数据都是 SOC 的重要参考数据。只有在历史样本足够丰富的情况下, SOC 估计才能有的放矢,所以大容量的历史数据保存功能也是高准确度 SOC 估计的必要条件。

③ BMS 应具备强大的数据处理和运算能力。新型的 SOC 估计算法往往对 BMS 硬件平台的运算能力有较高要求,特别是随着数据的增加,对于 BMS 的数据库检索/管理等功能的要求就更高。

④ 合理可实现的 SOC 算法。限于电池内阻、容量、极化电压等一致性条件,追求具有普适性的归一化 SOC 算法是不切实际的,更合理的做法是在传统库仑法的基础上针对电池类型、应用场景进行有针对性的多维修正。实现过程中需考虑的 SOC 修正因子包括电池当前充放电倍率、电池温度、电池历史及当前 OCV 电压、电池负载电压及历史负载电压曲线。

另外,为解决 SOC 累计误差增大的问题,还需要定期校正电池 SOC,即对电池进行全充全放操作,重新设定 SOC_0 点。

4. 通信与抗干扰

电池储能系统 BMS 要求具有高速通信、管理电池单点多、层次化管理等功能，负责数据的采集和传送，与 SCADA 通信配合实现遥测、遥信、遥控、遥调功能，同时 BMS 与 PCS 需要进行数据交互，完成充放电控制功能。另外，BMS 需要有良好的就地监控管理功能，以便于系统数据分析和运行状况掌握。图 4-66 所示为 BMS 中 BAMS 主模块的通信功能示意图。

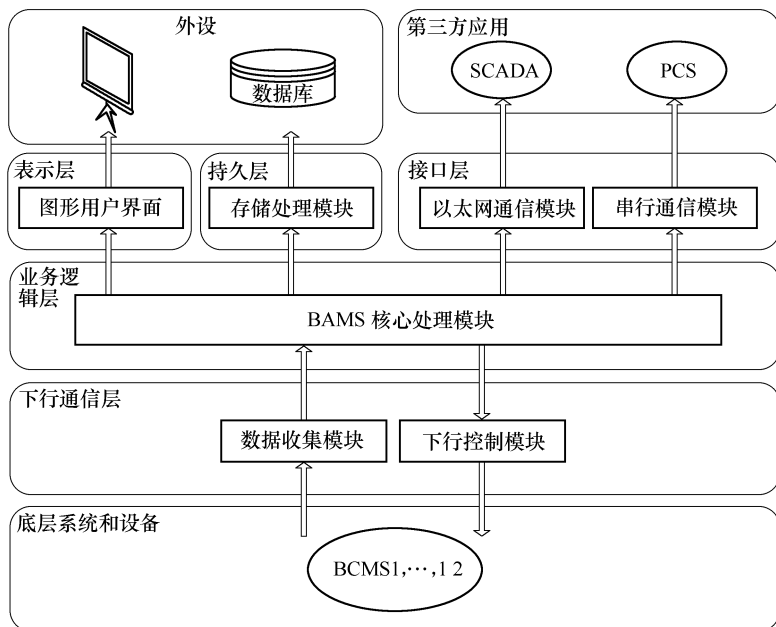


图 4-66 BAMS 通信功能示意图

数据稳定可靠地传输是通信的基本要求。电池储能系统 BMS 需要在通信规约基础上与 SCADA 及 PCS 完成对话，因此，通信规约对数据传输速率起着决定性的作用。设计完善的通信规约，有利于电池储能系统庞大数据可靠稳定地传输。通信规约一般包括三个部分，即 BAMS 与 BCMS 的通信规约、BAMS 与 SCADA 的通信规约、BAMS 与 PCS 的通信规约。

大容量电池储能系统，虽然各组件在各自的测试环境中可以正常通信，符合相关的 EMC 要求，对干扰有一定的抵抗能力，但在相互配合的整体运行过程中，却存在着难以避免的干扰问题。例如共模干扰就是储能系统调试运行过程中无法避免的问题，所以电池储能系统 BMS 需要有更强的抗干扰能力。

常用的抑制共模干扰的方法有以下几种。

(1) 保持良好接地

接地是为了得到一个等电位点或面，它是电路或系统的基准电位，但不一定为大地电位。为安全起见，设备的外壳应与大地相连，保持零电位。若接地方式处理不好，将形成地回路把干扰引入设备内部。为提高设备电路的抗干扰能力，通信线的屏蔽层也需有一点接地，使之保持零电位，以切断共模干扰电压的泄漏途径，使干扰无法进入。

(2) 采用变压器或光耦器件等浮地保护技术

为提高电路的抗共模干扰能力，在后级电路与前级电路之间增加隔离变压器或光耦隔离器件，即使前级电路存在对地的共模干扰，由于不存在电气的直接连接，后级电路只耦合了前级电路的信号，并不将能量有限的干扰信号耦合到后级电路，从而使后级电路相对于地完全隔离。所以就不存在对地的共模电压，这种方式称之为浮地保护技术。

(3) 增加电路设计的抗干扰能力

一个系统的稳定程度取决于信号源、信号引线、负载的平衡以及其他杂散分布参数的平衡。为提高电路抗共模干扰能力，采取抗干扰能力强的元器件，并通过合理的电路设计（比如选用与共模干扰同频的电容滤掉干扰），或采用平衡措施使两线路上所转换的电压相等，以此来降低耦合到负载上的该部分共模电压。

(4) 电源引入干扰的抑制

即使在电路中增加了隔离变压器，变压器也可能存在漏电流。为防止泄漏电流干扰，可将变压器一次绕组放在屏蔽层之内，并将屏蔽层接地。此时变压器一次绕组上的相电压通过对屏蔽层的分布电容，使漏电电流直接流入大地，而不再流入二次绕组，产生干扰。为防止电源变压器引入干扰，采用三层屏蔽结构即电源变压器一次屏蔽层直接与表壳接地，供电装置的二次绕组与所有屏蔽层相接，电源的二次绕组屏蔽层与通信地处于等电位状态。由电源引起的脉冲状干扰，对数字电路有较大影响，应在电源线路上加装高频滤波器，滤波器应装在输入和输出引线都经过穿心电容进行滤波的铁制屏蔽盒内。

5. 安全保护能力

电池的过充、过放或过温，有可能会引起许多安全问题，所以电池堆中某个电池组串的电压、电流、温度等模拟量出现超过安全保护门限的情况下，需要进行控制或保护动作。另外，为满足储能系统的高安全性，防止模拟量采集或通信出现问题或电池状态超过安全保护门限时，管理系统无动作，BMS 需要具有一定的自诊断功能，使得出现问题时，管理系统可及时报警。另外，为保证储能系统稳定运行，系统故障排查过程中，检查中的电池组串可被单独隔离出储能单元，PCS 与其余电池组串正常工作。

6. 热管理能力

电池储能系统由于聚集了大量的电池，回路中存在电池、功率线缆、功率元器件的内阻，在充放电过程中，有电流通过，产生热量，电池的放电过程也伴随热量的释放。电池的正常工作温度范围是 $0 \sim 50^{\circ}\text{C}$ ，而系统产生的这些热量如果没有采取控制措施，热量的累积可能使电池温度达到 60°C 以上，超出电池的工作温度范围，严重影响电池的放电容量及使用寿命（见图 4-67 和图 4-68）。电池管理系统具有完善的热管理功能，包含热检测、热控制、热保护以及热管理信息显示。

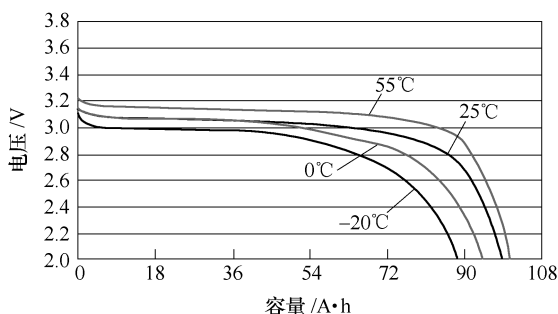


图 4-67 磷酸铁锂电池不同温度放电曲线

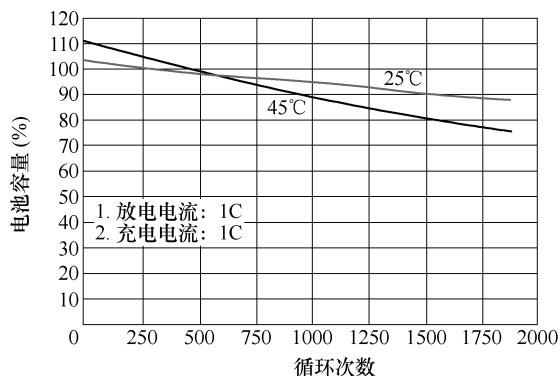


图 4-68 磷酸铁锂电池寿命曲线（100% DOD 充放）

(1) 热检测

电池管理系统可实时监测电池温度。温度检测点覆盖范围越广，控制越准确。

(2) 热控制

系统检测到电池温度达到不适宜工作温度时，向控制系统发送散热指令，进

行散热；当温度降至适宜工作温度时，向控制系统发送关闭散热指示，节约系统电力消耗。

（3）热保护

当电池温度过高、电池组串间温差过大、电池瞬时温升过高时，为避免电池状态异常导致安全事故，可通过 BMS 报警，并通知控制系统停止运行，或断开接触器中止运行。

（4）热管理信息显示

实时显示监测到的电池温度，当温度传感器出现异常时，显示自诊断信息，并向监控后台进行异常报告。

4.7.3 电池储能系统 BMS 的发展前景

电池管理系统作为电池储能系统的关键技术之一，近年来取得了长足进步，已进入了实际应用阶段，但技术、应用、成本、集成等方面的发展仍不成熟。电池状态的非线性变化严重制约了 SOC 的预测准确度；不同电池模块间的平衡技术，尚未有突破性进展；产品设计的稳定性和集成化程度还不够高，成本难以降低。未来电池管理系统的发展需在高准确度 SOC 估算、整体均衡技术、产品通用化等方面进一步改进和提高。

第 5 章 风光储系统运行特性

微网（MicroGrid，简称微网）既可以与大电网并网运行，也可以孤立运行，是未来分布式发电或智能电网中的典型应用形式。微网的电压及频率稳定问题在微网电源为风电、光伏等可再生能源发电时更为突出，而储能系统的引入可以有效地解决该问题。同时，储能不仅是一种产品，也是一类功能的集合，储能技术与风电、光伏发电等间歇式电源的联合并网应用，有助于提高电网对风电、光伏等的接纳能力。储能技术通过集成能量转换装置，可实现对电力系统各种平滑快速控制，给智能电网提供“智能”的基础，并进一步改进电网运行的安全性、经济性和灵活性，实现对电能使用的有效控制。可见，风光储系统的联合应用，将开启电力服务的新纪元。

5.1 风光储分布式应用

5.1.1 分布式发电与微网

分布式发电供能是指利用各种可用的分散存在的能源，包括可再生能源（如小型风能、太阳能、生物质能、小型水能、潮汐能等）和本地可方便获取的化石类燃料（主要指天然气）进行发电。分布式发电系统既可发电，也可供冷、供热，是一种能源的高效利用方式。与传统电源相比，分布式发电是清洁、高效的能源利用方式。与传统集中供电方式相比，发展分布式发电具有以下作用：

- 1) 分布式发电是发展可再生能源的主要途径之一。和集中式大规模风力发电、光伏电站相比，分布式可再生能源发电同样重要，它可以根据当地的资源构成，因地制宜地发展本地可再生能源发电。
- 2) 在靠近负荷的区域发展分布式发电可以降低输变电设备的投入。
- 3) 降低尖峰负荷对整个电力系统的压力。
- 4) 降低电力资产投资的风险。由于难以准确地预测远期的电力需求增长情况，为规避风险，电力公司往往不愿意投资大型的发电厂以及长距离超高压输电线路。此外，高压线路走廊的选择也比较困难。这都促使电力公司选择一些投资小、见效快的分布式电厂项目来就地解决供电问题。

然而,分布式发电技术的潜力尚未得到充分发挥。由于在目前的电网结构下,分布式发电改变了传统的发展方向,给电力系统的稳定运行增加了不确定因素,给电压调节、保护协调与能量优化带来很多问题。另外,分布式的可再生能源发电很难作为独立电源,往往需要配置油机、微小型燃气轮机或蓄电池等作为备用或补偿,或者直接接入电网,以电网作为能量支撑。随着分布式可再生能源发电的快速发展及其并网渗透率提高,给电网带来了越来越多的稳定性和电能质量问题,制约了可再生能源的进一步发展。

为使分布式发电得到充分利用,微型电网应运而生。微网是指由分布式电源、储能装置、能量变换装置、相关负荷和监控、保护装置汇集而成的小型配电系统,是一个具备自我协调运行的智能控制系统,能够实现能量互补、经济调度和优化管理。微网作为分布式发电的高级组织形式,将发电单元和负荷通过控制有效地组织在一起,既可以独立运行,也可以与大电网并联运行。微网通过有效的资源配置、系统规划和能量管理,可以提高分布式发电的能源利用效能和运行稳定性,实现分布式发电与大电网高效、安全、可靠地互补运行,已被视为分布式发电无缝集成到现有电力系统的重要组织方案和技术。通过微网合理的规划、组织、管理,能够使分布式发电对电力系统的负面影响最小化,并能使分布式发电的控制柔性发挥至最高。

从电网调度角度看,微网是电网中的一个可控电源或负载,它既可以从外电网获得能量,也可以向电网倒送电能。在微网中配备适宜的储能可以维持系统能量的瞬时平衡,以平抑风电、光伏等间歇式电源发电出力波动或负荷突变,或者克服微型燃气轮机和燃料电池等响应速度较慢,负荷跟踪能力较差等问题,从而提高可再生能源发电的稳定性和电能质量,并减少其并网运行时对电网的影响,尤其是高渗透率下的电网稳定性。此外,由于储能单元具有稳定的和持续的功率输出能力,可以在电网故障时作为微网的组网电源,为微网提供稳定的电压和频率,确保分布式电源和负荷的可靠工作。尤其值得关注的是,近年来各种新型储能技术如锂电池、液流电池、钠硫电池、超级电容器和飞轮储能等,在技术经济性上取得了长足的进步,同时它们也适宜于微网的储能应用。

对于负荷来说,不管微网是孤岛运行模式还是并网运行模式,都要求有频率恒定、电压稳定的电源。可是由于微网规模一般较小,系统惯性不大,当大功率的电力负荷投切时,微网的电压和频率波动十分明显,对整个微网系统的稳定运行造成一定影响。我们总是期望微网中的主发电设备(一般为同步发电机)始终工作在其额定容量下,但是微网系统的负荷量并非一直不变的,它会随时间和天气的变化而变化。为了满足高峰时的负荷供电,往往需要使用燃油、燃气的调

峰电厂对高峰负荷用电进行调整。但现在燃料的价格很高,这种高峰调节方式费用昂贵。微网电压、频率稳定的问题在微网电源为光伏等可再生能源发电时更为突出。

储能系统可以有效地解决这个问题,即在负荷低落时储存分布式电源的多余电能,在负荷高峰时将储存的能量回馈给微网,以满足负荷和功率调节的需要。储能系统作为微网必要的能量缓冲环节,增大了系统的惯性,可以提高系统的电能质量,使整个微网系统稳定运行。它不仅避免了为满足负荷高峰期而额外安装的发电机组,同时充分利用了负荷低谷期系统的剩余发电量,避免了能量浪费。同时,储能系统还可以作为备用电源使用,提高了微网的供电可靠性。储能系统在微网中的作用日益重要。

可见,分布式发电是发展可再生能源的主要途径之一,而微网是分布式可再生能源发电的有效形式,可以控制分布式发电对电网的影响,使得微网成为电网的一个可控的发电单元或者负荷。而储能是微网的关键技术,未来随着微网规模的扩大必将带动适合微网的储能技术的发展。

5.1.2 微网的作用

微网作为大电网的一种有益的补充形式,能够高效、经济地实现对用户的多样化、高可靠性的供电要求。其中较为突出的表现在以下几个方面:

1. 缓解高峰负荷压力

随着经济发展和人民生活条件的不断改善,夏季空调器用电持续攀升,电网短时间的尖峰负荷越来越大,若采用增加发电装机容量的方法来满足高峰负荷是很不经济的,而利用微网来充分调动分布式电源和负荷参与系统调峰,则能够有效地缓解峰谷差问题,缓解输配电线路的升级压力。

2. 提高电网抗灾能力的迫切需求

在2008年春天我国南方冰灾和2008年5月份的汶川地震期间,我国电网都发生了大面积的停电事故。如何在极端恶劣的灾害条件下保障重要负荷的持续供电和提供可靠的应急电源,是提高电力系统的抗灾能力的关键。微网可以在故障时与大电网断开独立运行,在突发灾难时能够保障重要负荷的供电具有一定的抗灾能力,是建设抗灾型电网的一个重要手段。

3. 促进农村电气化和配电网升级

我国幅员广阔,气候等自然条件以及产业结构不同,导致各地电网负荷特性差异很大。在我国发展微网,需要针对我国电力系统的特点,结合其不同区域的具体需求提出针对性的解决方案,给出典型设计规范与运行规范。

(1) 城市区域微网和工业微网

城市区域微网按居民小区、宾馆、医院、商场及办公楼等进行建设。这类微网在并网运行时主要通过大电网供电，而大电网故障时则与之断开进入孤岛运行模式，以保证重要负荷的供电可靠性和电能质量。此外，这类微网多接在 10kV 低压配电网，容量为数百千瓦至 10MW 等级。经济较发达的城市地区应该大力发展清洁能源发电，以减轻环境压力，同时应适当地发展当地可利用的可再生能源发电。例如可以在北京、上海、广州等大、中型城市，建设与建筑物一体化的屋顶太阳能并网光伏发电设施。

企业微网一般接在 10kV 或 35kV 配电网，容量多在数百千瓦至 100MW。一般分布在城市的郊区，多利用传统电源满足企业内部的用电需求。微网能满足该类企业对电力安全性和可靠性较高的需求，并充分利用回热，有效地提高资源的利用效率，为企业降低成本、提高效益。

(2) 农村/草原/山区配电网改造

农村电网是农村重要的基础设施，关系到农民的生活、农业生产和农村繁荣。充足的电能供应是建设社会主义新农村的能源保障前提。值得注意的是，国家发展改革委《关于实施新一轮农村电网改造升级工程的意见》已经国务院同意。其中提到：“必须抓紧实施新一轮农村电网改造升级工程，进一步提升农村电网供电可靠性和供电能力，满足农民生活、农业生产用电需要”。目前我国农村地区及草原、山区等偏远地区仍有大量人口没有得到足够的电力，而这些地区电力需求较低，将输配电系统延伸过去代价过大。一些已改造过的农村电网与快速增长的用电需求不相适应，又出现了新的线路“卡脖子”和设备“过负荷”问题。而微网应用地点具有灵活性，所以适用于以较低成本利用当地可再生能源为用户供电。这类微网一般接在 400V 低压配电网，容量在数千瓦至数百千瓦，多用于解决当地用户的用电需求。偏远地区的可再生能源丰富，可以充分利用当地的风能、太阳能、沼气、农作物/经济作物残渣进行发电。例如在风力资源丰富的“三北地区”建设风电基地；在西藏、青海、新疆等省（自治区）建设户用光伏发电系统，解决偏远地区无电村和无电户的供电问题，促进农村城镇化的进程，如图 5-1 所示。

(3) 海岛微网

我国海洋能源非常丰富，具有孤岛发电和并网发电潜力，如果能够将潜在的海洋能源并网发电，与其他发电设备、储能装置以及当地负荷有机地结合起来，构建海岛微网将大大缓解能源的紧张局面，对于我国的海洋经济、海洋战略起到重大的作用。

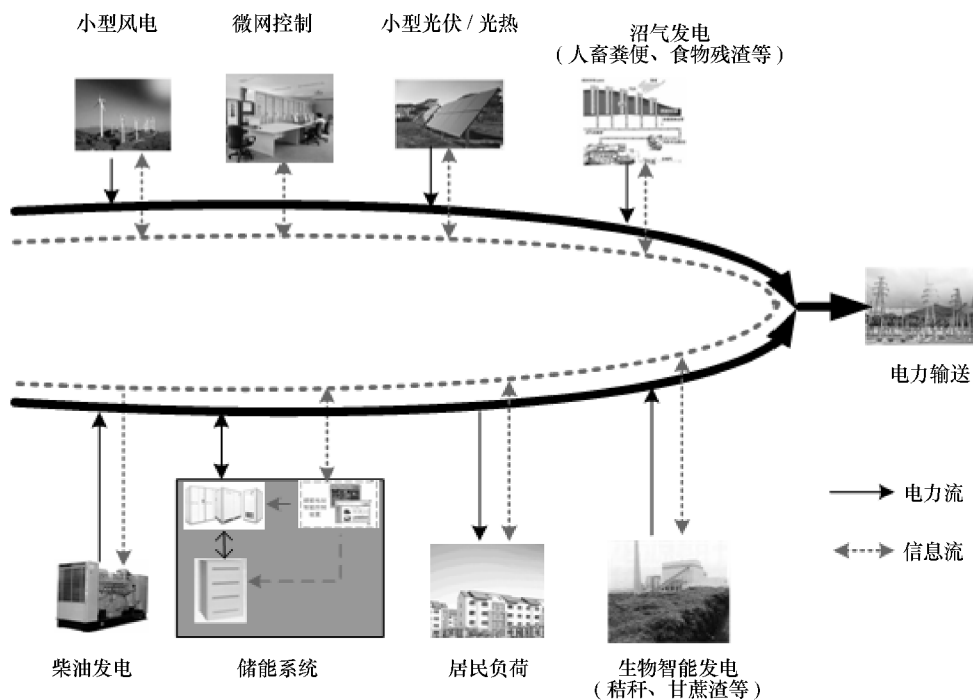


图 5-1 农村微网系统

2011 年国务院批准的我国首个以海洋经济为主题的国家战略层面新区——舟山群岛新区包括 1390 个岛屿，发展潜力巨大。随着我国海洋经济和旅游业的发展，用电需求也迅速增长。海上电能的远距离传输存在相当大的困难，如何开发海洋能源、如何利用海洋新能源是实现海洋经济快速发展的重要瓶颈之一。

5.1.3 微网研究现状

1. 欧洲微网研究概况

作为提高电网供电可靠性的重要实现方式，微网的相关研究近年来受到了欧盟各成员国的普遍重视。以“能源，环境和可持续发展”为指导思想的欧盟第五研究框架（1998—2002）和第六研究框架（2002—2006），分别资助了“Microgrid”和“More Microgrid”项目，与之相关的还有“Dispower”、“DGFACTS”等项目对分布式电源控制策略和上层调度管理方面展开相关研究。2006 年 4 月，欧盟发布了“智能电网——欧洲未来电力发展战略及前景”绿皮书，阐述了智能电网的概念，提出了欧盟电力发展的远景规划：建立以集中式电站和微网为主导的供电可靠，少环境污染，高经济效益的智能电网形式，并将其作为欧盟第七

研究框架（2007—2013）的核心议题之一。作为欧盟微网项目的研究成果，欧盟的微网实验室和示范平台体现了欧盟在微网领域所做的有益探索。

雅典国立大学是欧盟微网项目的先驱者，其建立的 NTUA 微网结构是欧盟所倡导的一种结构。NTUA 实验室微网的建设目的主要是对分层控制微网结构进行验证，对底层的光伏和储能装置在联网和孤岛模式下的不同控制策略进行验证分析，并实现微网的联网和孤岛之间的无缝切换。同时验证微网的上层调度管理策略对微网的经济性、降低环境污染方面的效益进行软件评估。

位于德国的 DeMoTec 微网示范平台，拥有各种不同的发电设备，如 5.5kW 微型热电联产电站、32kW 柴油发电机组、多台蓄电池逆变器、来自各公司的不同型号光伏逆变器、5kW 风机模拟器、30kW 虚拟电池模拟器、可控负载、10kV 配电线路模拟器、各种类型负载等。其占地面积将近 600 平方米，是欧洲目前最大的一个微网实验平台。DeMoTec 微网可以实现联网和孤岛模式无缝切换，并且联网运行时，当分布式电源出力大于负载消耗时，可以向电网倒送电能。Demo-Tec 微网实验室对欧盟微网理论的发展起到了巨大的推动作用。

Labein 微网位于西班牙巴斯克地区的毕尔巴鄂市，是欧盟“多微网”项目的示范平台之一，通过 $1000\text{kV}\cdot\text{A}$ 和 $451\text{kV}\cdot\text{A}$ 的两台变压器接入 30kV 网络。其结构如图 5-2 所示。Labein 微网包括常规分布式电源（0.6kW 和 1.6kW 的单相光伏，3.6kW 的三相光伏，6kW 的直驱式风机），传统电源（2 台 $63\text{kV}\cdot\text{A}$ 的柴油发电机组），储能装置（48V/1925A·h 和 24V/120A·h 的蓄电池组，250kV·A 的飞轮储能，48V/4500F 的超级电容器），负载采用阻感负载（150kW 和 50kW 的阻性负载和 2 套 $36\text{kV}\cdot\text{A}$ 的感性负载）。Labein 微网的示范

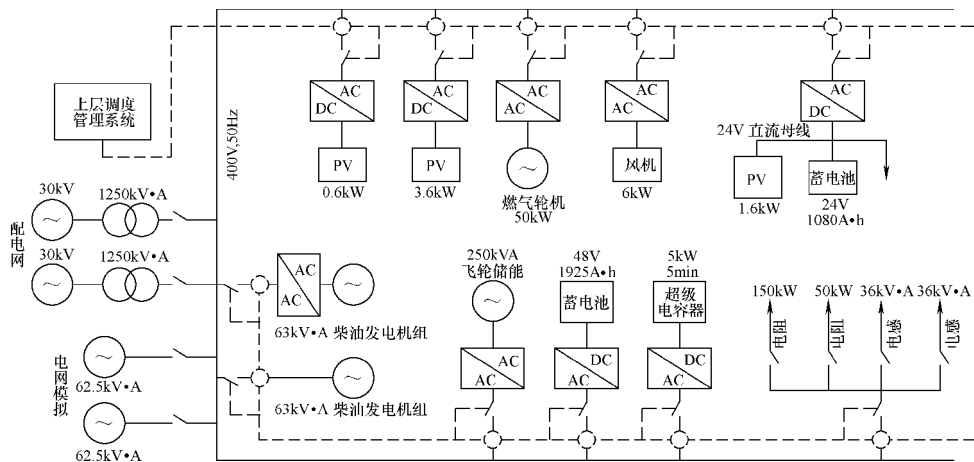


图 5-2 Labein 微网结构

目的包括验证联网模式下的中央和分散控制策略,验证通信协议,实现对微网的需求侧管理,对微网进行频率的一次、二次和三次调整,提高供电电能质量,实现联网和孤岛模式切换等。另外,Labein 微网存在一条直流母线,可以对新兴的直流微网技术进行研究。

2. 美国微网研究概况

美国的分布式发电和微网技术的研究,主要是由美国电力可靠性技术协会(Consortium for Electric Reliability Technology Solutions, CERTS)来引导的。作为美国乃至世界最具权威的研究机构, CERTS 是世界分布式发电微网领域研究的先行者,它发表的一系列关于微网概念和微网控制的著述成为了微网研究领域的纲领性文件。CERTS 微网概念包括两个核心组件:静态开关和自主控制的分布式电源。当电网发生故障或受到暂态扰动时,静态开关可以自动切换微网到孤岛运行模式,从而提高了供电质量。孤岛运行时,各分布式电源以采用有功-频率和无功-电压下垂控制策略维持微网的暂态功率平衡。其对等(peer to peer)和即插即用(Plug and Play)的思想也影响了一大批微网研究团体。

美国电力公司(American Electric Power, AEP)资助 CERTS 在俄亥俄州首府哥伦布的 Dolan 技术中心建立了 CERTS 的微网示范平台,如图 5-3 所示。CERTS 微网示范工程包含三条馈线。其中馈线 C 为常规线路;馈线 B 中接入包含一台

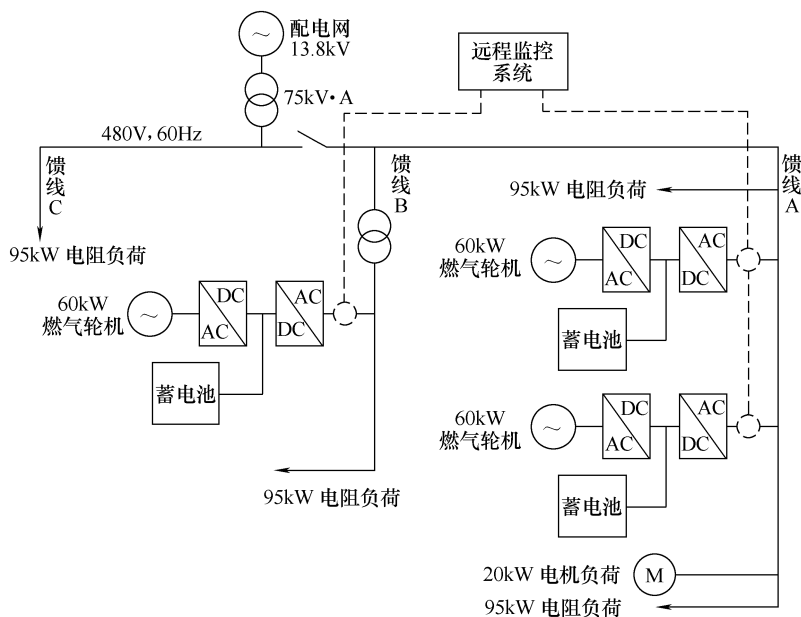


图 5-3 CERTS 微网示范平台

60kW 的燃气轮机（含储能装置）及可控负荷；馈线 A 包含两台 60kW 的燃气轮机及敏感负荷。该实验平台主要用于验证分布式电源的并联运行及对敏感负荷的高质量供电问题。

3. 日本微网研究概况

日本在可再生能源发电技术方面一直处于世界先进水平，同时大力加强了混合发电、分布式电网、微网技术的研究。日本 NEDO（新能源产业技术综合开发机构）是日本开发产业技术、新能源技术、节能技术以及环境技术的主要机构。在 NEDO 资助与领导下，建设了爱知、八户、京都等多个微网示范工程，如图 5-4 所示。NEDO 希望通过这样的实验系统，完成以下的研究项目：微网中的电力质量稳定的验证；微网中的供需控制方法研究；对瞬时短周期（数秒指令之内）变动的追随性的验证；微网独立运转时检测装置的验证；系统并网时和独立运转时的模拟分析等。日本企业界，如三菱电器、富士电机、清水建设、东北电力、九州电力等公司也都积极参与到微网示范工程的建设与运行中。

4. 国内微网发展

在我国，中国科学院、中国电力科学院、浙江电力试验研究院、天津大学、合肥工业大学、杭州电子科技大学等科研院所陆续展开了微网技术研究，并取得了一系列进展。

合肥工业大学光伏系统教育部工程研究中心较早地开展了风-光-柴-蓄复合发电及智能控制系统的研究。位于杭州电子科技大学的国家发展改革委和日本 NEDO 的国际合作项目“先进稳定的并网光伏发电微网系统实证研究项目”，是首次在国内建立的以光伏发电为基础的微网技术综合实验研究平台。尽管我国在微网方面的研究刚刚开始起步，但已经受到了高度的重视。例如在 2006 年国家“十一五”863 计划的“先进能源技术”专题的探索导向型计划中，安排了“分布式供能电力系统技术”专题，开展分布式供能系统并网、控制、保护技术与装置，微网技术研究。以天津大学王成山教授为首席科学家的“分布式发电供能系统相关基础研究”项目已获国家重点基础研究发展计划（973 计划）的资助，位于浙江省电力试验研究院的分布式电源与微网实验室即为该项目作为分布式发电供能系统相关基础研究的实验基地。该实验室建有以下主要设备和系统：60kW_p 屋顶光伏并网系统、30kW 双馈风力发电模拟系统、两台 5kW 小型直驱式风力发电系统、250kW 柴油发电机系统、蓄电池组及 100kW 双向逆变器、250kW 飞轮储能系统以及多个模拟负载柜。作为一种结构灵活的微网实验系统，含有的多种分布式电源和储能设施可实现两个小微网单独运行，也可组成大微网运行，并可实现并网运行模式与独立运行模式的灵活切换。在系统

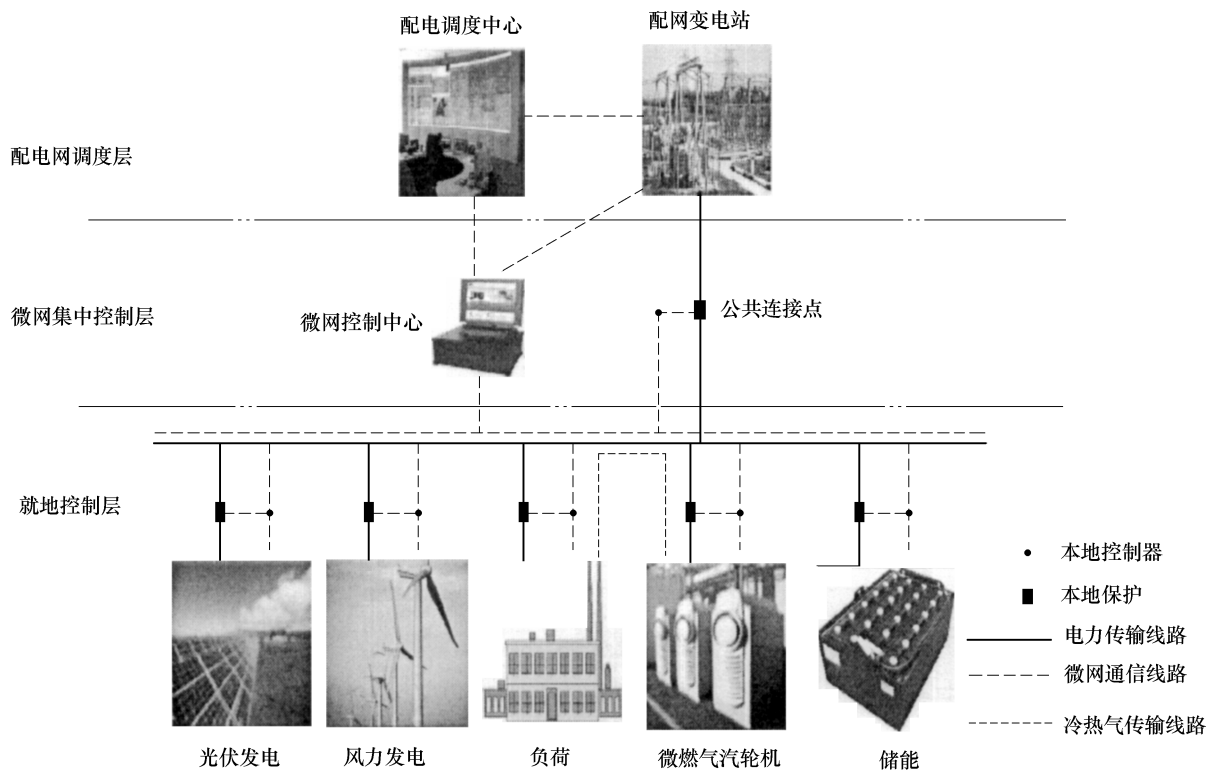


图 5-4 日本京都 KEEP 微网项目

各个回路之间设置有线路模拟装置,及不同类型的故障模拟点,其一次接线图如图 5-5 所示。

该系统由太阳能组件、蓄电池储能系统、发电机、逆变系统及负荷等组成,图 5-6 为该系统的架构图。

在并网运行模式下,太阳能采用并网逆变器与小区母线连接;太阳能供电优先于市电;当光伏发电大于负荷需求时,向电网馈电;根据电费率情况,系统通过优先方案给蓄电池/电动车充电。在离网运行模式下,市电缺失,系统由蓄电池和太阳能供电;当电源能力小于负荷时,系统自动减载甩次要负荷,保证重要负荷;根据蓄电池的蓄电情况,系统在适当情况下起动发电机;当市电恢复时自动切换至并网状态。

5.1.4 动力电池参与分布式储能

新能源汽车的发展已经进入了全面政策扶持阶段。随着政府对电动汽车产业的持续推动,电池技术作为关系到整个产业发展的核心技术,也将成为政策支持的对象。同时电动汽车产业的发展也会带动电动汽车作为储能设备的应用推广,为储能产业迎来新的发展商机。

电动汽车的发展将汽车生产与电力系统结合了起来,电动汽车的动力电源在实现了汽车作为交通工具的作用之外,还能将其变成一种可能的备用电源。通过动力电池的梯次使用和电动汽车的 V2G 模式,汽车的动力电池作为储能产品可以成为帮助电网进行调峰、调频等应用的备用电源。

电动汽车作为一种储能设备,具有其自身的优势。首先,电动汽车在使用中有 90% 的时间处于停泊状态,车载电池可以被看做一个分布式储能单元。其次,电动汽车的电池能量密度高,即使淘汰下来的二次电池也可以作为储能设备提供几小时的稳定电量。因此,电动汽车或电动汽车的动力电池作为储能设备的应用前景广阔。目前,常见的动力电池参与储能的应用主要包括电池的梯次利用以及 V2G 技术。

1. 电池的梯次利用

电池的梯次利用是指电动汽车电池使用周期结束后仍然具有很大价值,可以根据其性能进行不同梯次利用。随着电动汽车的发展,电动汽车用电池的数量会越来越多,电动汽车电池的梯次利用将会成为很重要的一类储能设备。

一般情况下,当电池只能充满原有容量 80% 的时候,就不再适合继续在电动汽车上使用了。通过梯次利用,二次的动力电池可以有其他用途,如安装在住宅和工业建筑使用的太阳能光伏储能系统中,辅助可再生能源的稳定输出、利用

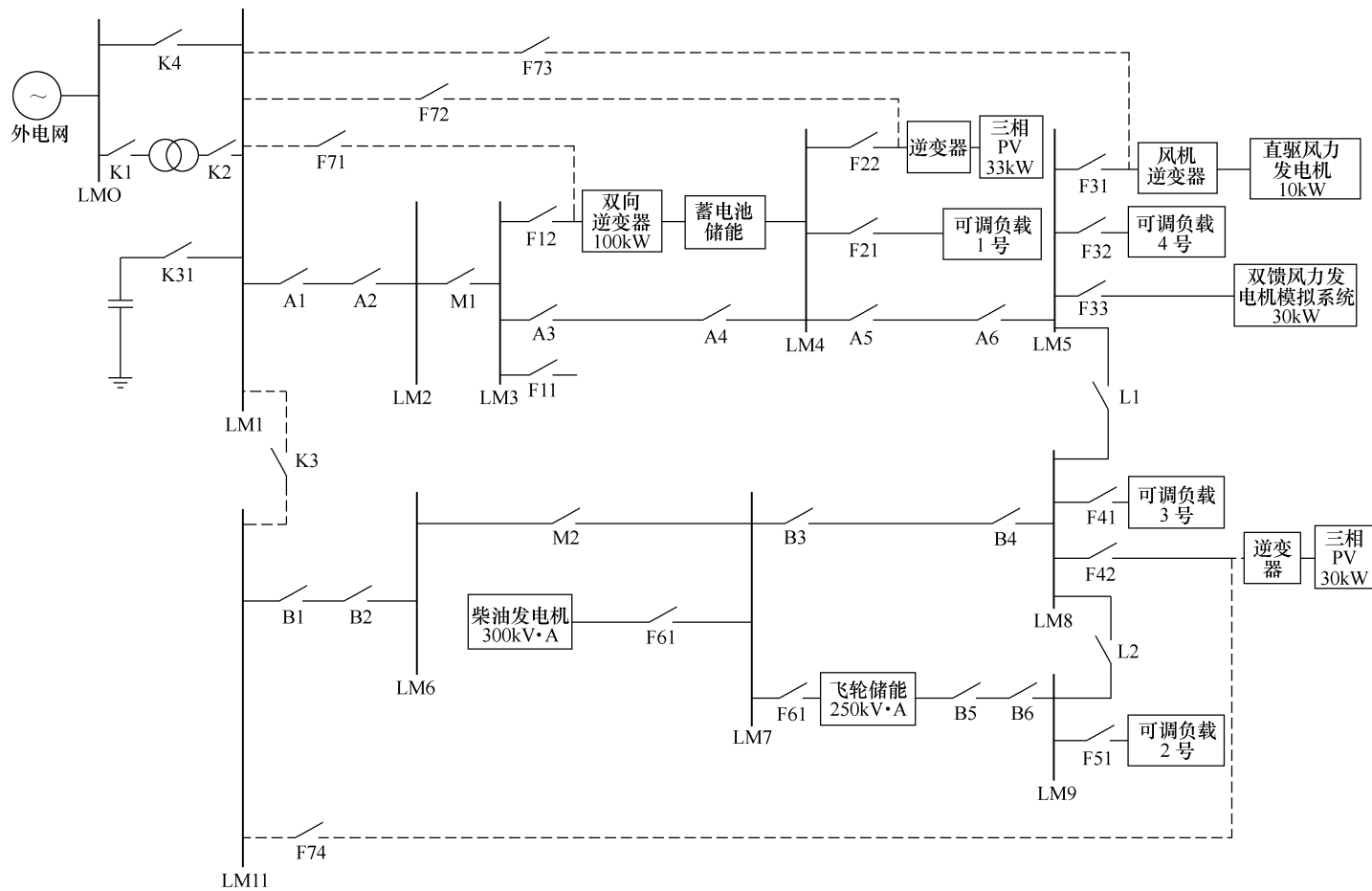


图 5-5 某微网项目一次接线图

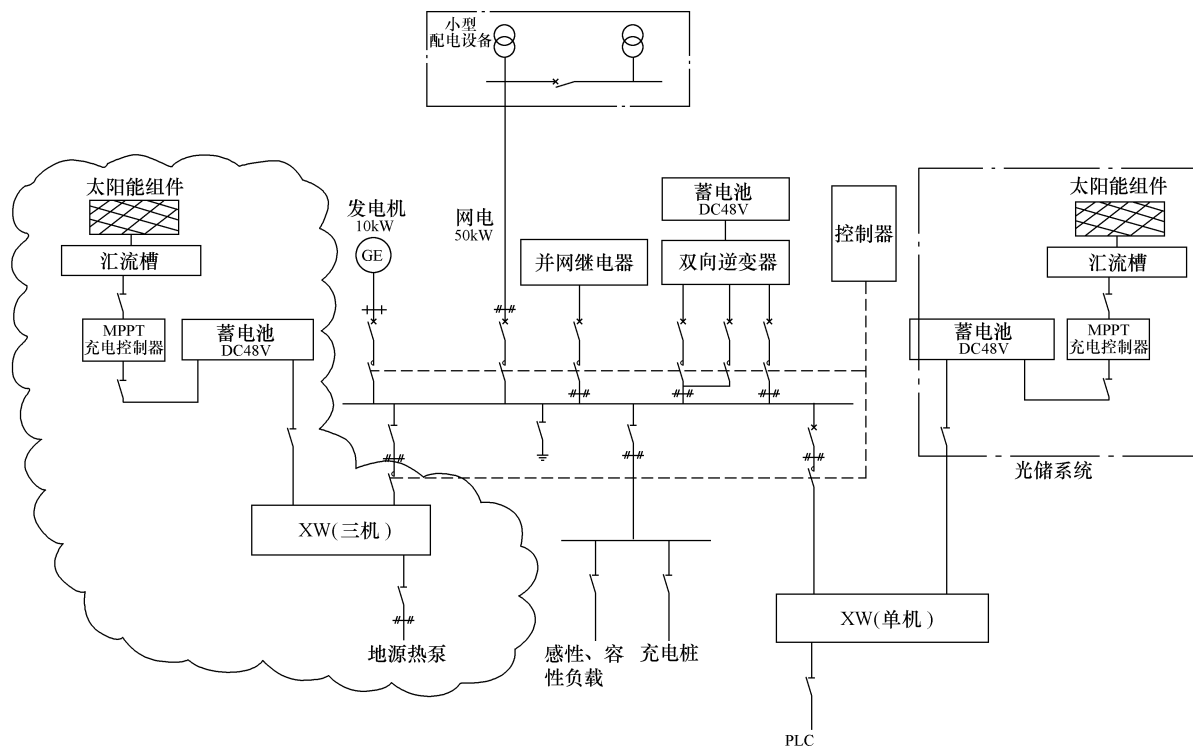


图 5-6 微网该系统架构图

充放功能进行调峰、用作备用电源及不间断电源（UPS）。

2. V2G 技术应用

V2G（Vehicle-to-Grid）技术是最近几年发展起来的新型技术，是“智能电网”的重要延伸部分。它主要是指电动汽车与电网的能量管理系统通信，并受其控制，实现电动汽车与电网间的能量转换（充、放电）。V2G 技术的使用，可以实现以下几个应用：

- 1) 用户的电费管理、控制用电成本；
- 2) 供电可靠性；
- 3) 削峰填谷、缓解电网供电紧张；
- 4) 稳定可再生能源发电接入。

目前 V2G 急需解决以下技术问题：

1) 成本控制：在电动车上增加 V2G 功能，需增加软硬件设置，如必须新增放电功能、强化充电状态管理等，但这也增加了电动车成本。

2) 电池寿命：电池给电网提供电力，势必增加车载电池的充放电次数，影响电池的使用寿命。另外作为储能设备使用时，车辆的维修和保养费用也将受到影响。

3) 使用安全：确保电动汽车充放电过程的安全性。V2G 的应用，将提高充放电频率、电力输出与输入对象也更为复杂，需配备更完善的充放电安全措施，以降低意外风险。

4) 技术上的难题：车辆-电网间通信技术；快速响应电池技术等。

此外，电网是否接纳、充电口通信标准制定以及开发何种商业模式也是 V2G 发展需要考虑的因素。

5.1.5 储能系统在微网的应用领域

1. 促进分布式可再生能源并网装置接入

按照我国《可再生能源中长期发展规划》，力争到 2020 年使可再生能源消费量达到能源消费总量的 15%。除了大容量的风电场、光伏电站这样的集中式可再生能源并网发电设施外，分布式的可再生能源发电设备也是另一种重要的发展模式。而由于分布式可再生能源并网装置的间歇性发电特性，目前的配电网无法应对分布式电源的高渗透率接入。含储能系统的微网可以平滑分布式可再生能源装置的出力波动，在解决间歇性的分布式电源接入问题中表现出了极大的潜能。

2. 负荷中长期平衡

随着经济发展和人民生活条件的不断改善，尤其在都市区域，如空调器用

电、电动汽车充电这样的负荷不断增加,电网短时间的尖峰负荷容量将越来越大,出现时间也有可能变得难以预测。若按照传统的增加发/输/配电设施容量的方法来满足尖峰负荷的要求,将不具备经济性,甚至在日趋成熟的城市区域将根本不具线路改造、扩容的可行性。利用含储能系统储存非高峰时段电能,同时充分调动分布式电源和负荷参与系统调峰,则能够有效缓解负荷的峰谷差,减轻调峰电厂的压力,提高现有馈线输送的总电量,有助于解决负荷的中长期平衡问题。

3. 供需平衡快速跟踪

微网由于系统容量偏小、缺乏电气惯性、旋转设备调节出力速度缓慢等原因,对负荷的波动变化相对敏感。引入可再生能源后,随着外界条件的变化,小型风电/光电设备的出力短期也有可能存在较为剧烈的波动。在面对此类短时间的负荷波动和出力波动时,往往会出现频率或电压偏移情况,造成诸如短时电压跌落、频率波动、电压闪变等电能质量问题。对于这样的短期有功、无功波动造成的问题,利用储能系统,有望对负荷和分布式电源出力进行更为有效的跟踪,提高微网的电能质量,减少对配电网的不利影响。

4. 电能质量调节

在传统的大电网中,可以通过同步发电机调相的方式来为系统提供无功,而在微网中,由于缺少旋转设备,而单纯的基于电力电子技术的并网变流器也不具备无功调节功能,故必须将储能系统有效地引入到微网中,才能为微网提供必要的无功支撑。同时微网由于含有大量电力电子装置以及单相负荷与单相微型电源,所以在电能质量方面需应对更多的挑战。而储能系统的并网功率变流器(Power Conversion System, PCS)本身具备四象限运行能力,与储能元件结合后还可以执行电能质量调节功能。

5. 应急供电与备用

2008年初我国发生的冰冻灾害,以及日本福岛核危机等突发事件,不断提醒人们应急供电的重要性。而在一些特殊应用或关键应用场合,如都市高层建筑水泵和通风设施、电信通信中心、银行数据中心、云计算基础设备、关键军事设备等,对供电的可靠性要求更加严格。利用日益发展的储能技术,结合微网技术,可以取代传统普通UPS和备用柴油发电机组,进一步提高微网应急供电与备用的能力,这也是未来智能配电网提高自愈能力的重要措施。

6. 弹性负荷

随着电动汽车的日益发展,基于电动汽车动力电池的充/换电站有望得到普及。由于我国庞大的汽车保有量,即便是一个百分点的电动汽车比例也将形成相

当可观的负荷容量。而电动汽车充/换电站既可视作为分布式的储能装置也可以视为电力负荷，在控制上具备一定的弹性。这类弹性负荷的出现对传统电网既是挑战，也是可利用的资源。其负荷特性优于一般的可中断负荷，可利用直接负荷控制、需求侧竞价等方式参与到微网的调峰控制与应急控制中。

7. 个性化用电

在部分特殊应用场合，比如工业用电、偏远地区独立供电、移动式电站等，储能系统需要在这些区域性电网中承担更为关键的角色。如轧钢机在咬钢、抛钢过程中的功率冲击，电力机车加速、减速中的巨大负荷波动等，都容易造成电压波动与频率偏移，严重时会影响整个区域供电系统中关键配电站的安全运行，进而影响到整个工厂或轨道沿线区域的供电。

8. 微网黑启动

自启动能力是微网从故障状态逐步恢复至工作状态的重要能力。通过旋转设备，如柴油发电机、燃气轮机均需要几分钟到几十分钟的冷启动或者热启动时间。利用储能系统中储存的能量，通过并网功率变流器 PCS 可以在 ms 级别完成储能系统的自启动。因此储能系统对微网内恢复用电，逐步支持整个微网的恢复运行具有重要的作用，也是提高未来智能电网自愈能力的体现。

微网的设计要求包括：

- 1) 系统并网运行时，微网与大电网无缝集成；
- 2) 遇紧急情况，微网可自适应孤岛化运行；
- 3) 功率平衡、电压频率正常。

随着微网内的风力发电、光伏发电等可再生能源渗透率的提高，为了满足微网的设计要求，在并网或离网情况下实现功率平衡、电压频率正常，需配备一定的储能系统，平衡可再生能源的随机波动、改善电能质量及维持系统稳定。分布式电源和储能系统的配置比例及协调控制，是决定微网是否正常、稳定、高效、经济运行的关键。

在微网内配置储能系统的设计流程如图 5-7 所示，所需考虑的约束要素主要有以下几种：

- 1) 系统负荷需求、供电可靠性；
- 2) 电能质量、电压、频率、潮流等；
- 3) 结合日照度、风速等配置风电、光伏容量；
- 4) 储能电池特性及其充放电控制策略；
- 5) 经济性约束，以最小成本为优化目标；
- 6) 综合考虑风光互补特性和不同储能类型运行特性。

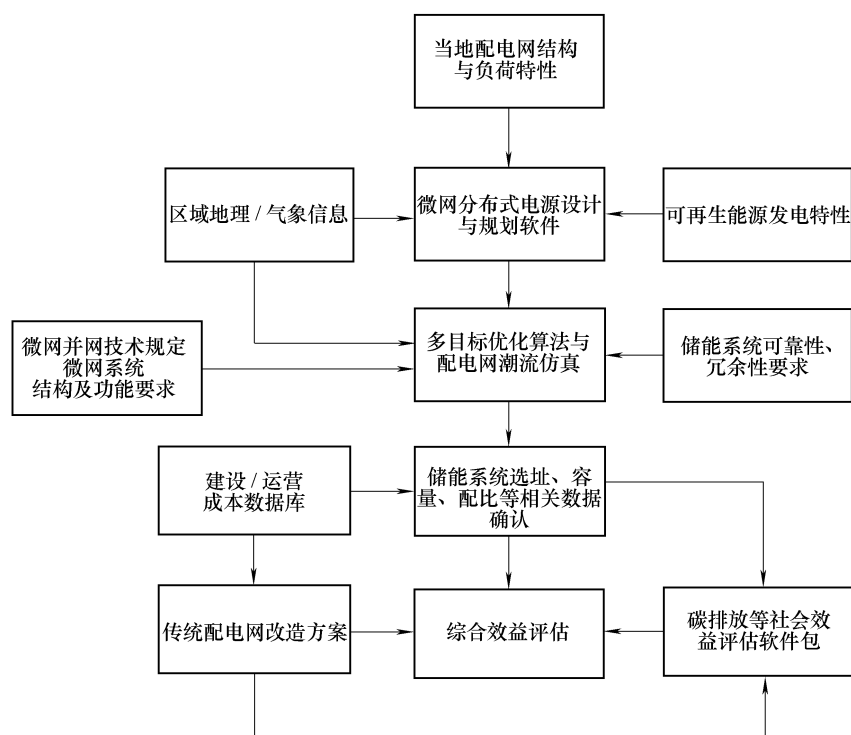


图 5-7 储能系统规划设计流程图

5.2 风光储并网应用

5.2.1 风储系统运行特性

储能辅助风力发电运行，可有效改善风电出力特性。通过改变风电场容量，而固定储能系统容量，可以分析不同风储配比下，储能系统改善风电出力波动性的效果差异。现依托某地区风力发电场 14 台 780kW 失速定桨距型风力发电机组进行运行算例分析。算例风电场历史运行数据采样时间间隔为 30s，数据采集周期为 8 月至 12 月；配套电池储能系统容量为 1MW/4h 和 0.75MW/4h。

算例分析过程中通过选取不同数量的风力发电机数据表征不同规模的风电场，并保持储能系统容量和输出功率不变。图 5-8 ~ 图 5-13 为风电场在不同规模时输出有功功率的波形。基于 GB/T 15945—2008 中的规定，风电场输出有功功率每分钟波动小于 20% 额定容量的要求，算例中采用了更加严格的标准限定，即每分钟功率波动率小于 10%。

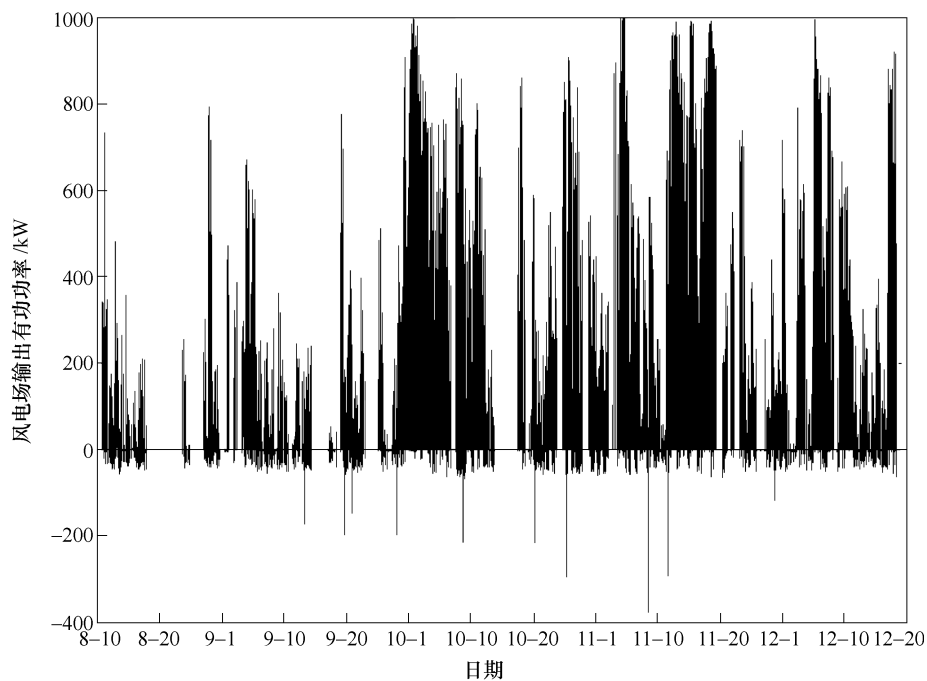


图 5-8 算例风电场 1 号机组出力曲线

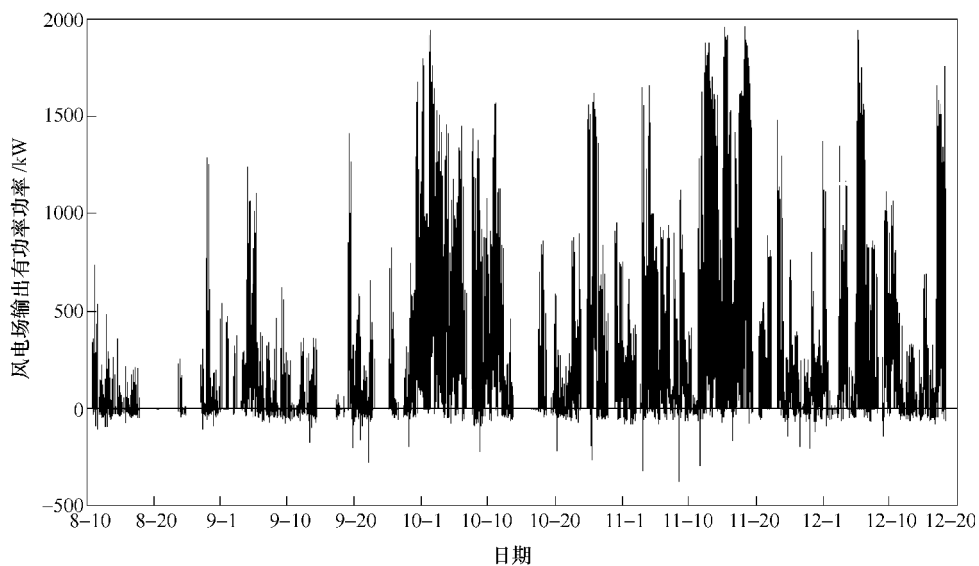


图 5-9 算例风电场 1~2 号机组联合出力曲线

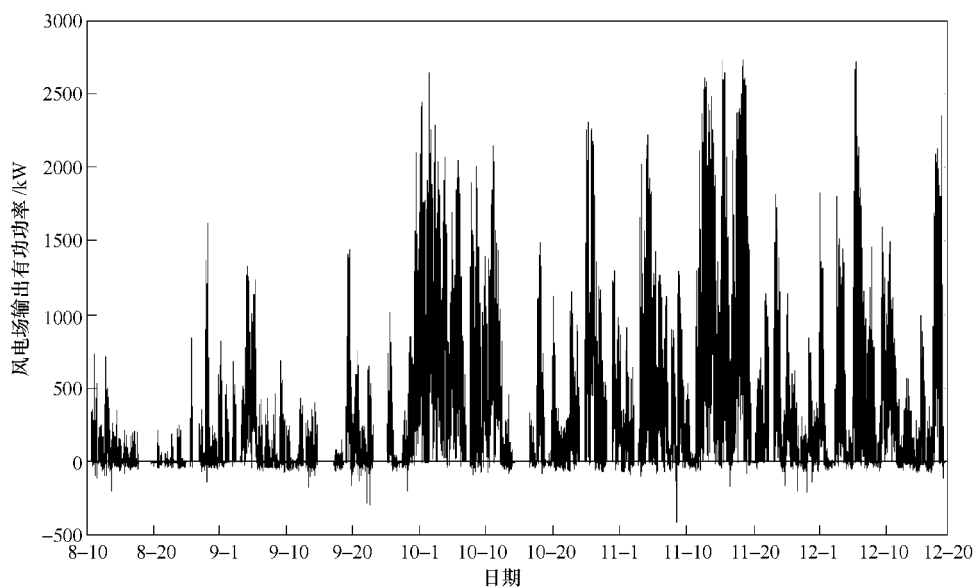


图 5-10 算例风电场 1~3 号机组联合出力曲线

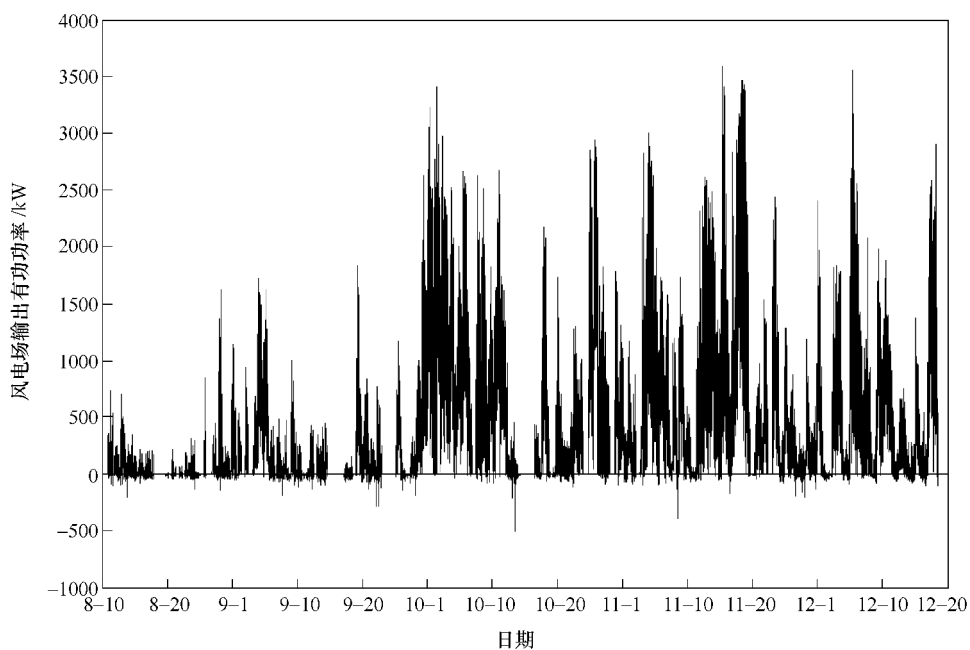


图 5-11 算例风电场 1~4 号机组联合出力曲线

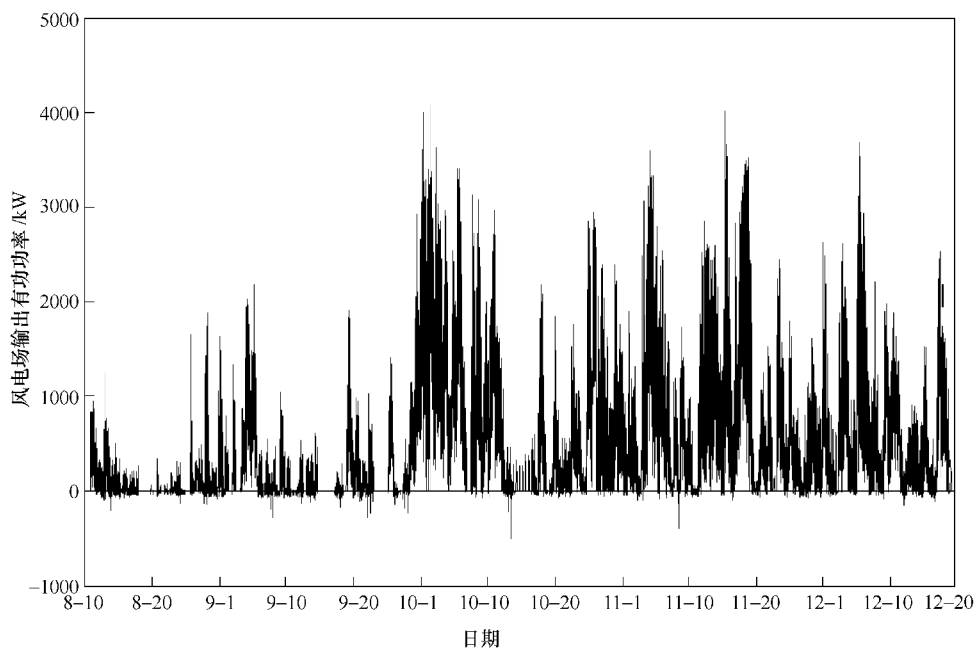


图 5-12 算例风电场 1~5 号机组联合出力曲线

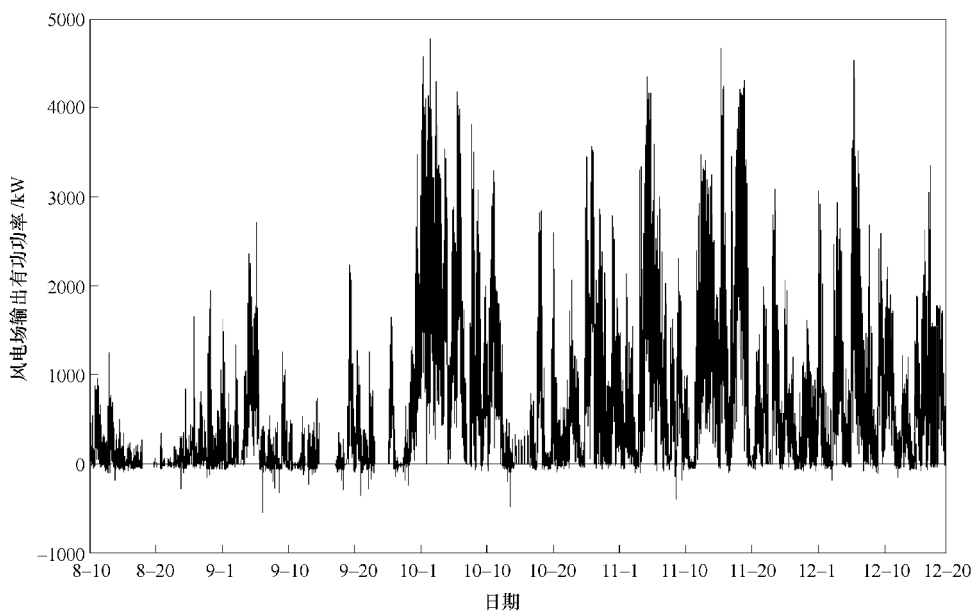


图 5-13 算例风电场 1~6 号机组联合出力曲线

储能系统仿真结构如图 5-14 所示，风电场输出功率 P_w 经过功率控制单元馈送到电网中，同时储能系统通过 DC/AC 变流器向电网吸收或发送能量 P_b ，使得最终的合成功率 P_{out} 波动符合电网安全、经济运行标准。

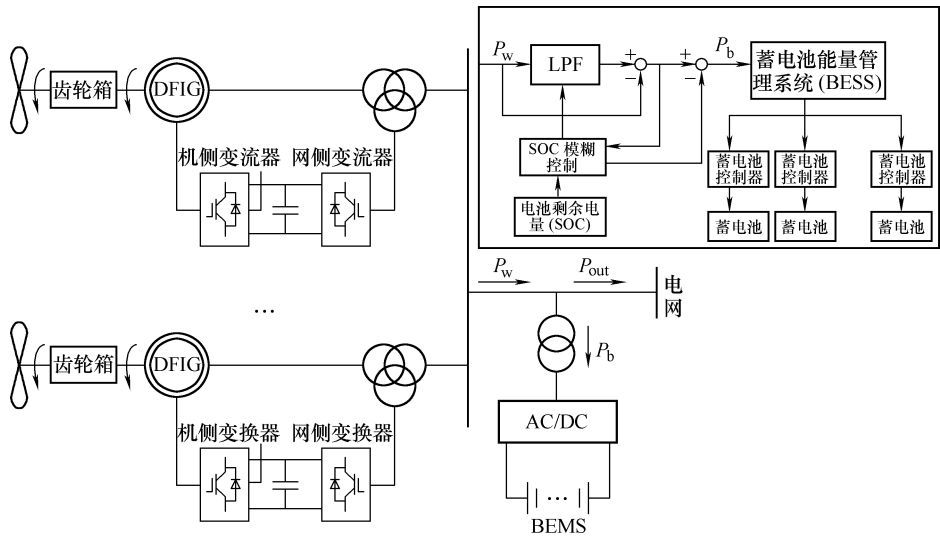


图 5-14 储能系统仿真控制结构

图 5-14 中左侧部分的风力发电系统输出有功功率由算例风电场历史运行数据模拟，储能系统总出力根据图中右上部分的储能系统控制算法框图计算得到，最终由储能系统功率指令来得出储能系统剩余能量水平和平滑效果。

图 5-15、图 5-16 是储能系统对 1 号机组进行平滑处理的结果，平滑时间常

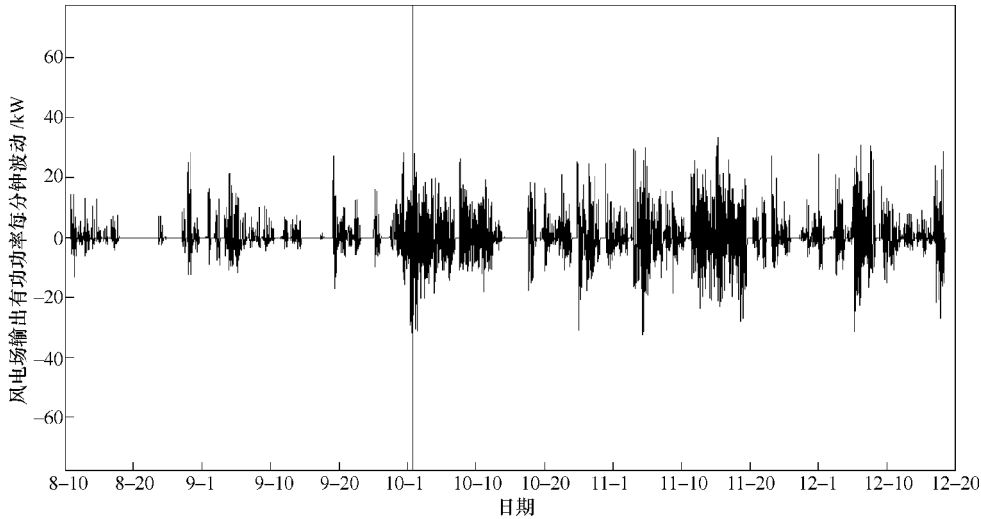


图 5-15 750kW/4h 储能系统平滑 1 号机组后每分钟功率波动情况

数设为 100min。图 5-16 显示储能系统在对 1 号机组进行平滑时系统能量的上限未超过 95%，下限维持在 50% 左右，因此电池系统能够保持在有一定安全裕度范围内运行。同时图 5-15 显示储能系统对 1 号机组进行平滑处理后总系统输出有功功率波动率在绝大部分时间内低于 $\pm 30\text{kW}/\text{min}$ ，即低于 10% 额定功率每分钟（ $78\text{kW}/\text{min}$ ）的设定值，因此可以认为满足接入电网的条件。由于绝大部分时间内功率波动小于 $30\text{kW}/\text{min}$ （即 5% 额定功率每分钟），所以系统容量上存在一定裕量可用于实现更多功能，例如削峰填谷，改善电网电能质量等功能。

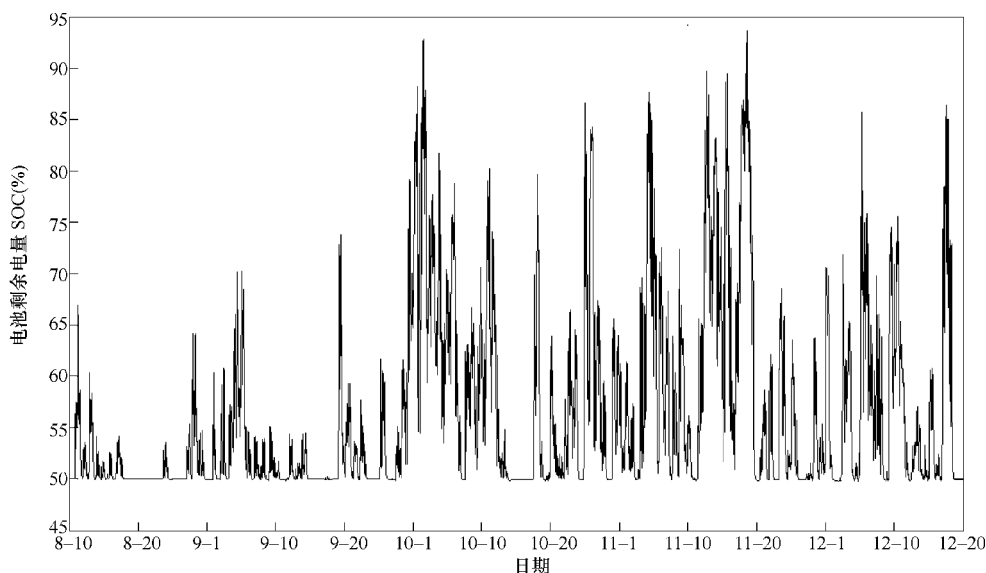


图 5-16 1 号机组配合 750kW/4h 储能系统运行电池剩余电量 SOC 情况

图 5-17、图 5-18 是储能系统对 1~4 号机组进行平滑处理后的结果，平滑时间常数设为 30min。图 5-18 显示储能系统剩余能量在运行过程中保持在 5% ~ 95% 的安全区间内，剩余能量的上下限值为 93.4% 和 14.9%，满足安全运行的要求。图 5-17 显示平滑后系统的波动幅度由于系统总容量增加而有所增加，波动幅度超过额定功率 10% 的次数与单台机组的情况相比有明显增加，但仍可基本满足并网条件。

图 5-19、图 5-20 是储能系统对 1~5 号机组进行平滑处理的结果，平滑时间常数设为 30min。图 5-20 显示储能系统剩余能量在运行过程中已经超出了 0 ~ 100% 的安全区间，剩余能量的上下限值为 105.6% 和 5.5%，不满足安全运行的要求。图 5-19 显示平滑后系统的波动幅度由于系统总容量增加继续有所增加，波动幅度超过额定功率 10% 的情况更为严重，不能满足接入电网的条件。可见 750kW/4h 的储能系统已无法实现 5 台机组规模的风电场的有功功率平滑要求。

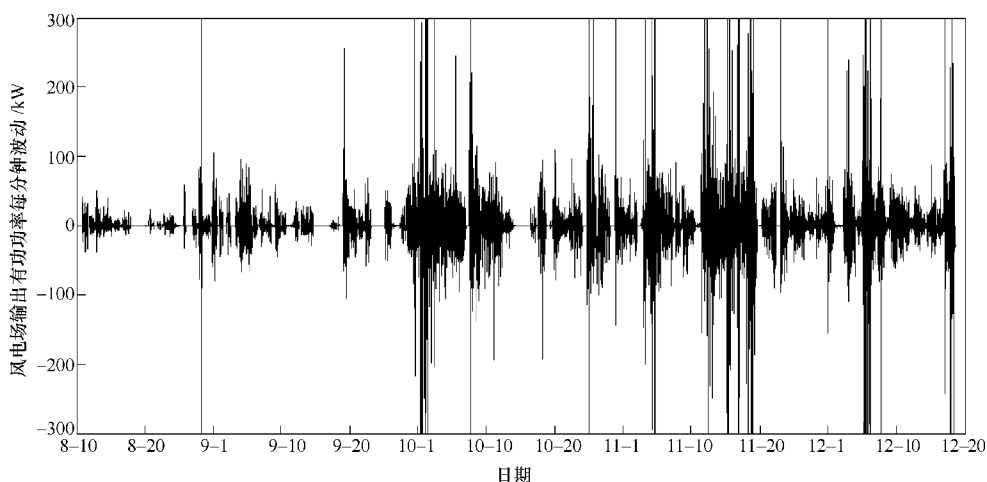


图 5-17 750kW/4h 储能系统平滑 1~4 号机组后分钟级功率波动情况

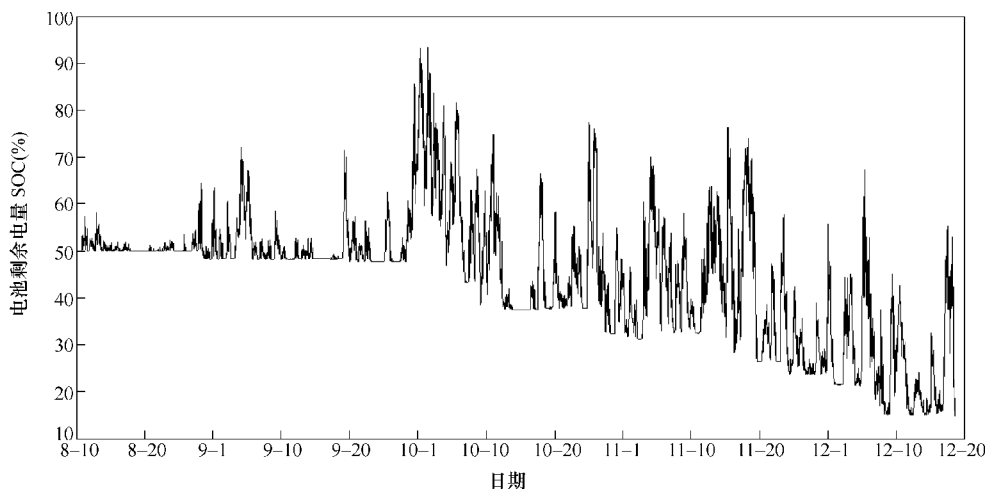


图 5-18 1~4 号机组配合 750kW/4h 储能系统运行电池剩余电量 SOC 情况

图 5-15 ~ 图 5-20 说明了储能系统选取为 750kW/4h 时基本能够满足 4 台风力发电机规模风电场的平滑要求。平滑后风电场输出有功功率每分钟变化量小于额定功率的 10%。但是当风电场规模增加到 5~6 台风力发电机时 (3.9~4.68MW), 储能系统对风电场输出功率进行平滑后仍无法达到国家规定的风电场接入电网的要求。同时, 750kW/4h 的储能系统对单台机组进行平滑的结果显示储能系统具有一定的调节裕量, 因此可以对储能系统功率平滑以外的功能展开研究, 进一步提升储能系统的经济性。

图 5-21、图 5-22 是储能系统对 1、2 号机组进行平滑处理的结果, 平滑时间常数设为 1h。图 5-22 显示储能系统剩余能量在运行过程中保持在 5%~95% 的

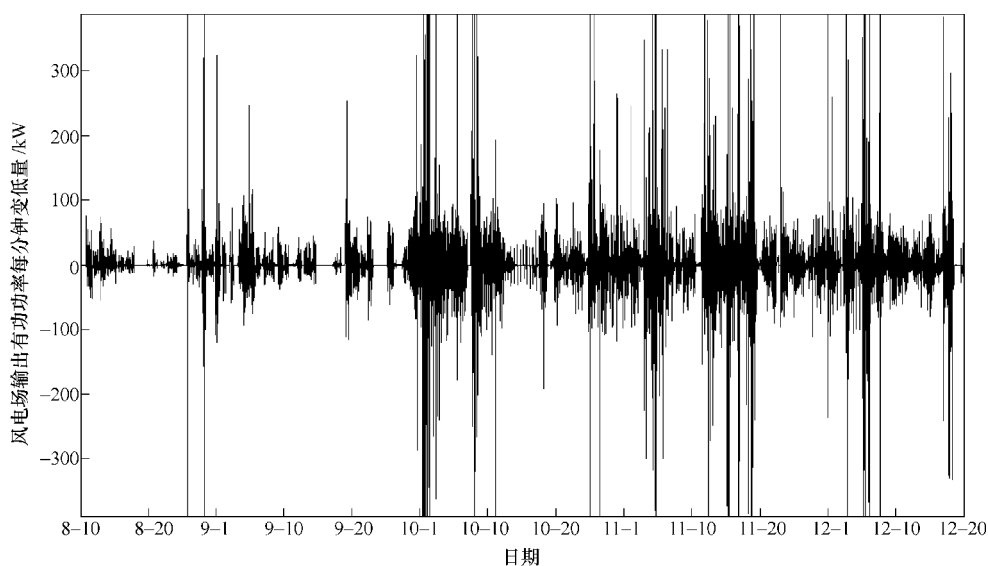


图 5-19 750kW/4h 储能系统平滑 1~5 号机组后分钟级功率波动情况

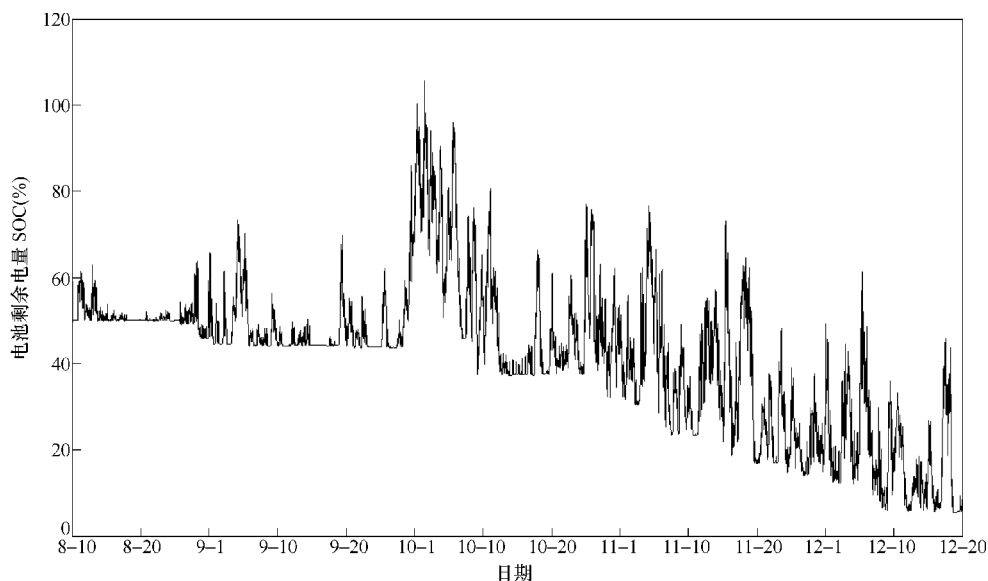


图 5-20 1~5 号机组配合 750kW/4h 储能系统运行 SOC 情况

安全区间内，满足安全运行的要求。但是由于系统的平滑时间常数受到系统容量的限制降低为 1h，因此图 5-21 显示平滑后系统的波动幅度有所增大，但是储能系统对 1 号机组进行平滑处理后可以保持总系统输出有功功率波动率在绝大部分时间内低于 $\pm 150\text{kW}/\text{min}$ ，即低于 10% 额定功率每分钟 ($156\text{kW}/\text{min}$) 的设定值，满足接入电网的条件。

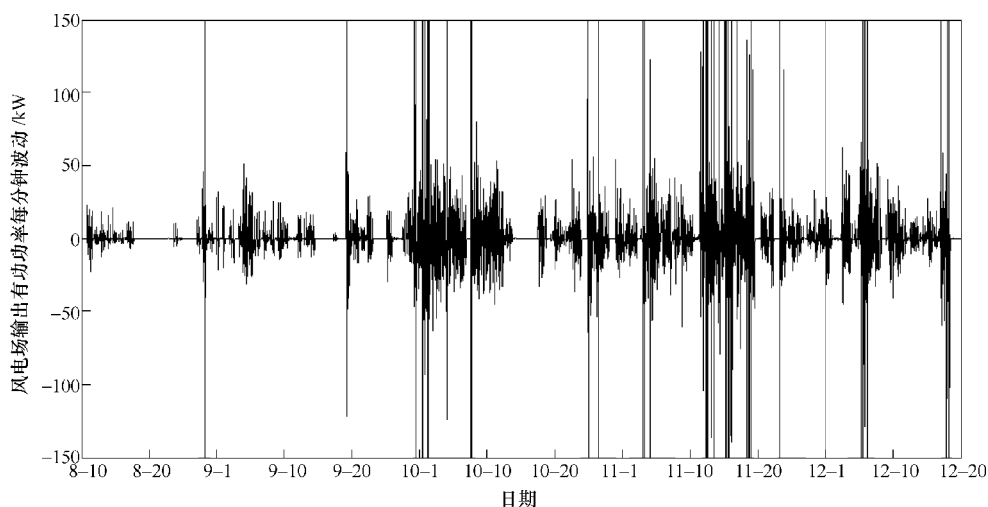


图 5-21 750kW/4h 储能系统平滑 1、2 号机组后每分钟功率波动情况

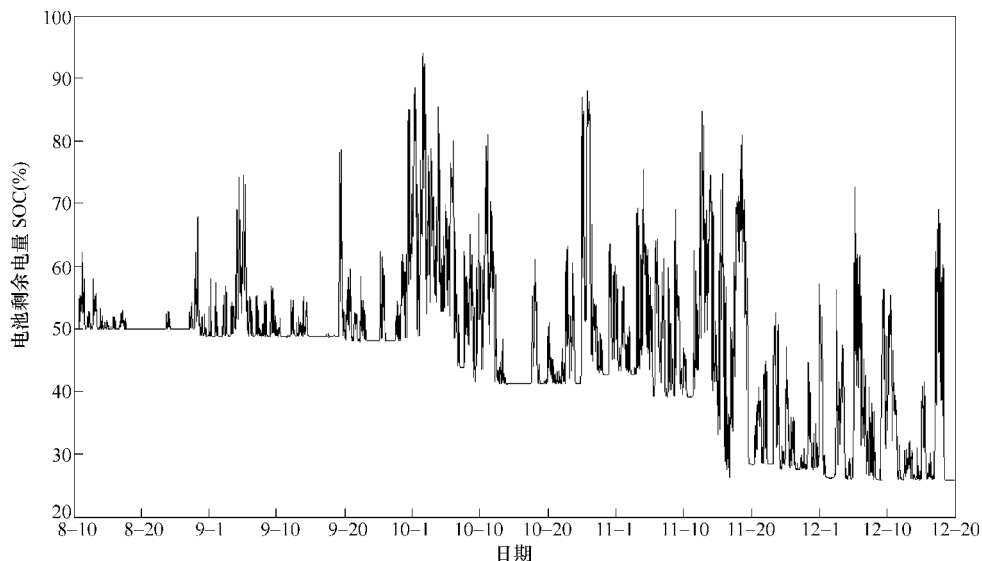


图 5-22 1、2 号机组配合 750kW/4h 储能系统 SOC 情况

图 5-23、图 5-24 是储能系统对 1~3 号机组进行平滑处理的结果，平滑时间常数设为 30min。图 5-24 显示储能系统剩余能量在运行过程中保持在 5%~95% 的安全区间内，满足安全运行的要求。但是系统平滑时间常数受到系统容量的限制进一步降低为 30min，因此图 5-23 显示的平滑后系统的波动幅度继续有所增加，有部分时间内波动幅度超过了额定功率的 10%，但是系统输出有功功率波动率大部分时间内低于 $\pm 230\text{kW}/\text{min}$ ，即低于 10% 额定功率每分钟 ($234\text{kW}/\text{min}$)

的设定值，满足接入电网的条件。

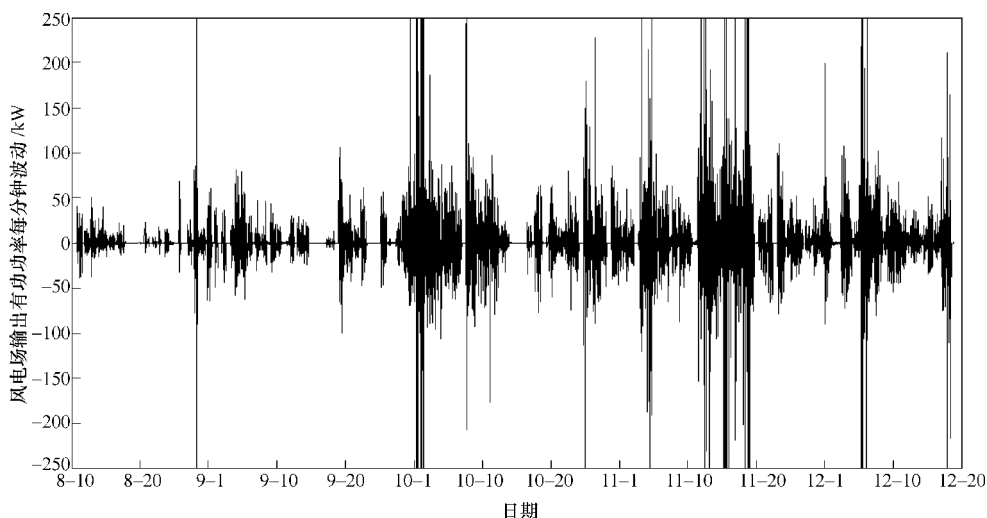


图 5-23 750kW/4h 储能系统平滑 1~3 号机组后每分钟功率波动情况

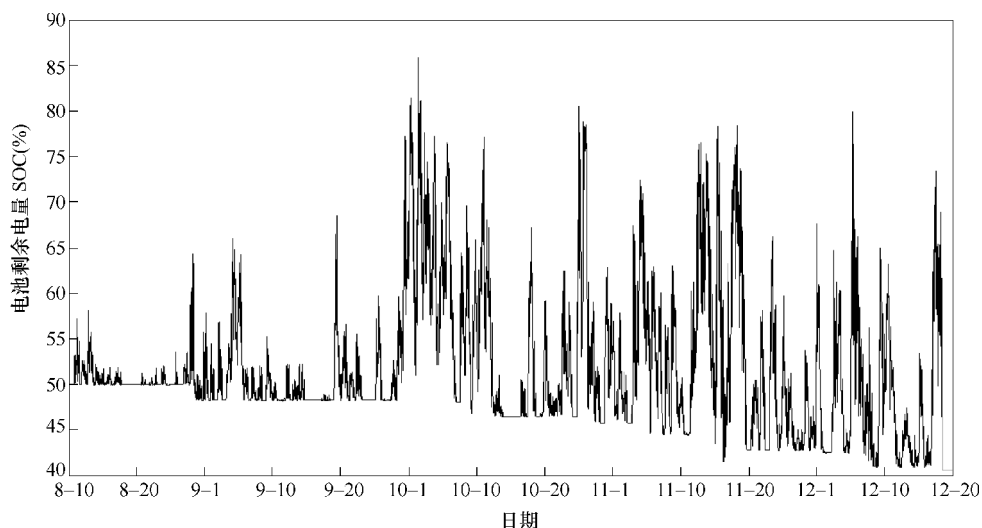


图 5-24 1~3 号机组配合 750kW/4h 储能系统 SOC 情况

图 5-25、图 5-26 是储能系统对 1~6 号机组进行平滑处理的结果，平滑时间常数设为 30min。图 5-26 显示储能系统剩余能量超出 0~100% 的安全区间更为严重，剩余能量的上下限值为 116.0% 和 -25.5%，不满足安全运行的要求。图 5-24 显示波动幅度超过额定功率 10% 的情况更为严重，不能满足接入电网的条件。因此 750kW/4h 的储能系统不能够满足 1~6 台机组构成的风电场对有功功率进行平滑处理的要求。

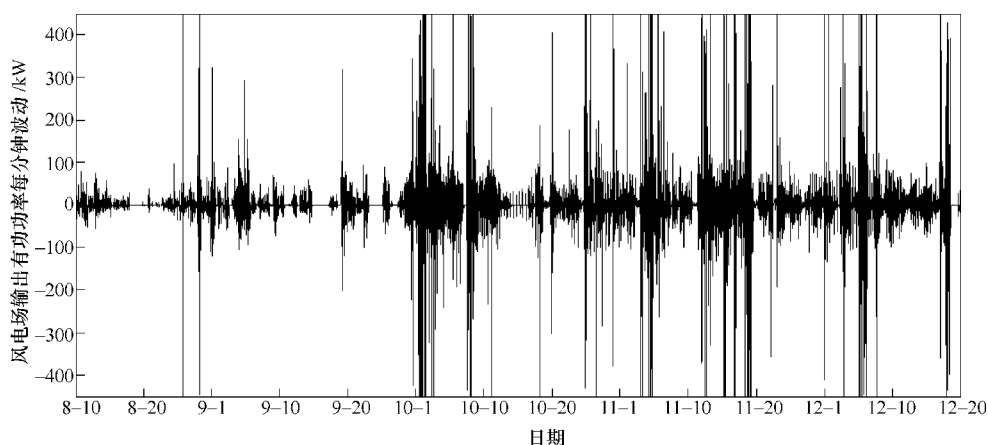


图 5-25 750kW/4h 储能系统平滑 1~6 号机组后每分钟功率波动情况

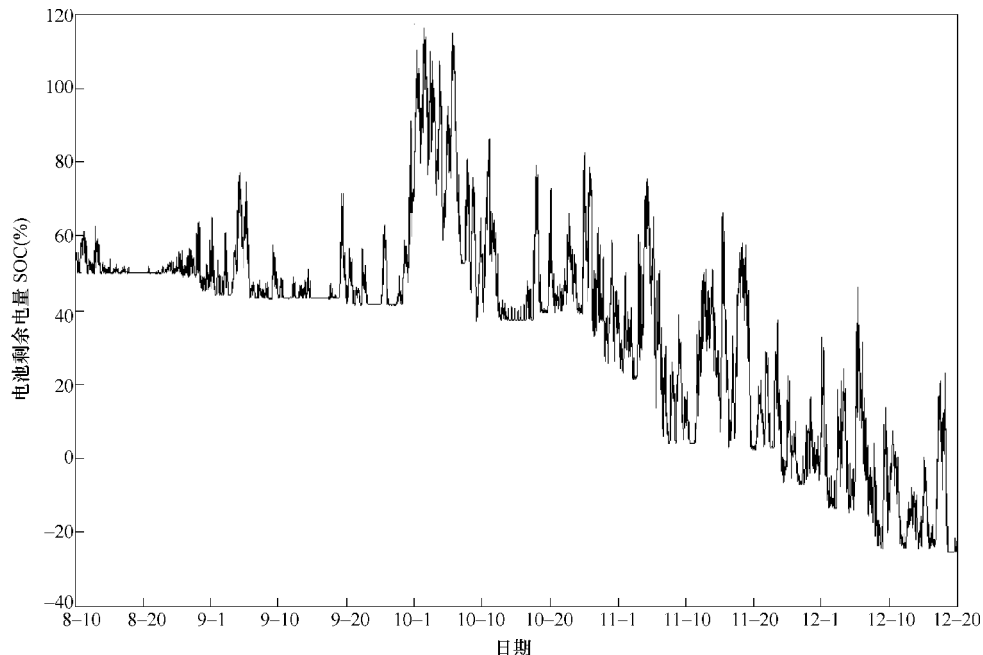


图 5-26 1~6 号机组配合 750kW/4h 储能系统 SOC 情况

增加储能系统规模至 1000kW/4h。图 5-27、图 5-28 是储能系统对 1 号机组进行平滑处理的结果，平滑时间常数设为 2h。图 5-27 显示储能系统在对 1 号机组进行平滑时系统能量的上限未超过 90%，处于电池系统安全稳定的运行区域内。图 5-28 显示储能系统对 1 号机组进行平滑处理后总系统输出有功功率波动率低于 $\pm 78\text{kW}/\text{min}$ ，即低于 10% 额定功率每分钟的设定值，满足接入电网的条件。与 750kW/4h 的储能系统相比裕量更为充足，因此预计可以更好地实现一些

附加功能。

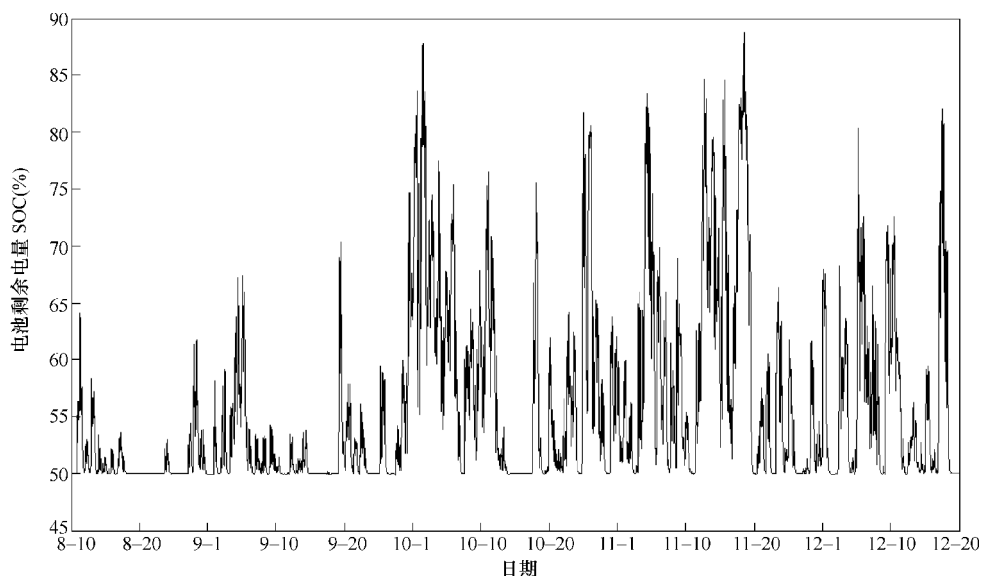


图 5-27 1 号机组配合 1000kW/4h 储能系统 SOC 情况

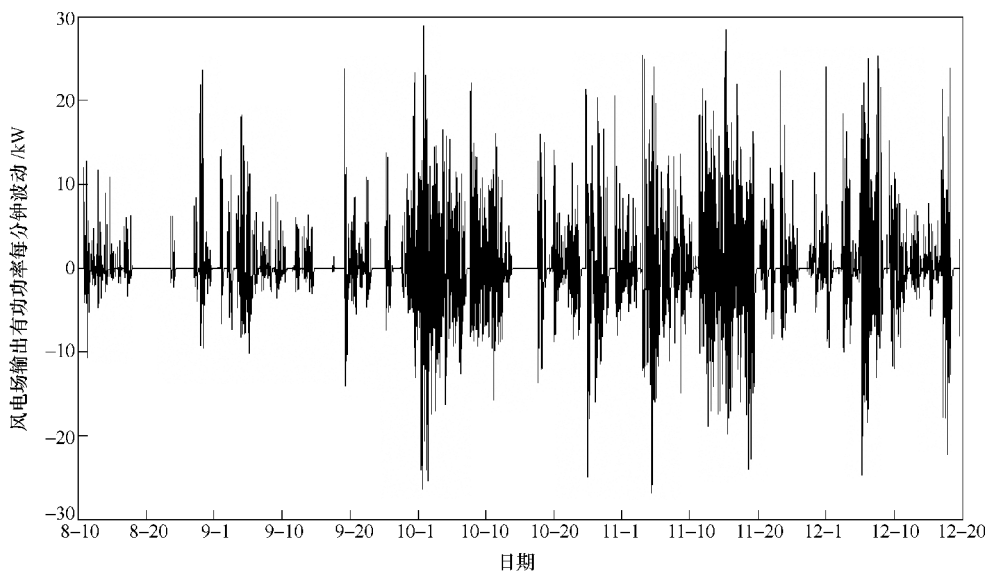


图 5-28 1000kW/4h 储能系统平滑 1 号机组后每分钟功率波动情况

图 5-29、图 5-30 是储能系统对 1~5 号机组进行平滑处理的结果，平滑时间常数设为 30min。图 5-29 显示储能系统在对 1~5 号机组进行平滑时系统能量的上限未超过 95%。图 5-30 显示储能系统对 1~5 号机组进行平滑处理后总系统输出有功功率波动率在绝大部分时间内低于 $\pm 400\text{kW}/\text{min}$ ，即低于 10% 额定功率

每分钟的设定值，满足接入电网的条件。

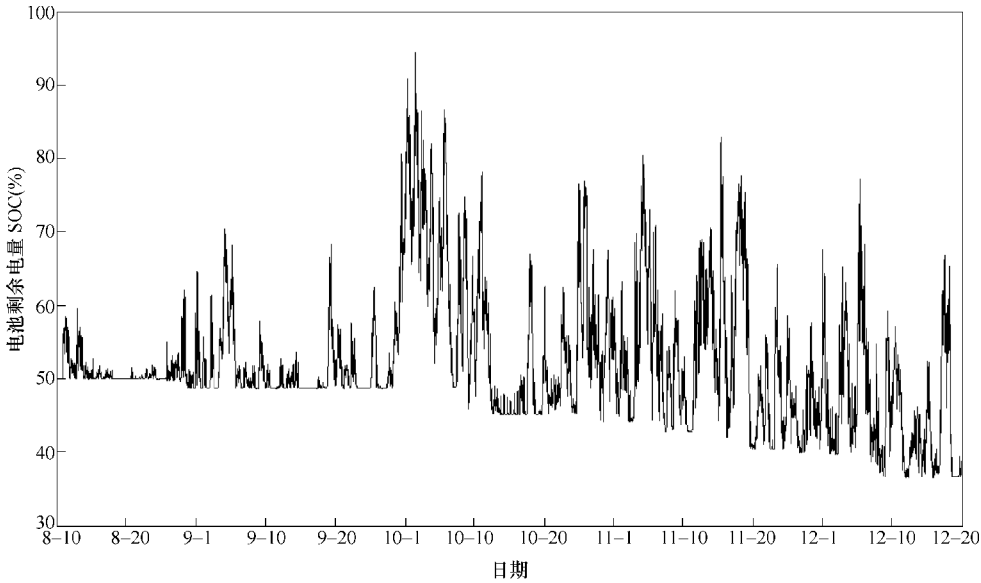


图 5-29 1~5 号机组配合 1000kW/4h 储能系统运行电池剩余电量 SOC 情况

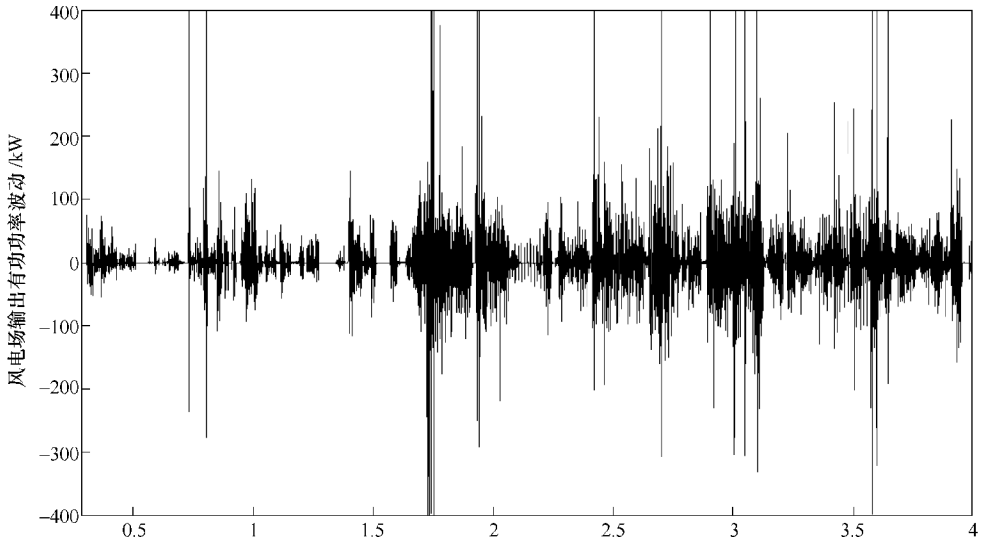


图 5-30 1000kW/4h 储能系统平滑 1~5 号机组后每分钟功率波动情况

图 5-31、图 5-32 是储能系统对 1~6 号机组进行平滑处理的结果，平滑时间常数设为 30min。图 5-31 显示储能系统在对 1~6 号机组进行平滑时系统能量的上限未超过 100%，但是超过了 95%，未给系统留出足够的安全裕量。图 5-32 显示储能系统对 1~6 号机组进行平滑处理后总系统输出有功功率每分钟波动量

较大,考虑到储能系统已没有足够的裕量对平滑时间常数进行调整,因此认为1000kW/4h的储能系统无法满足6台风力发电机规模风电场的平滑要求。

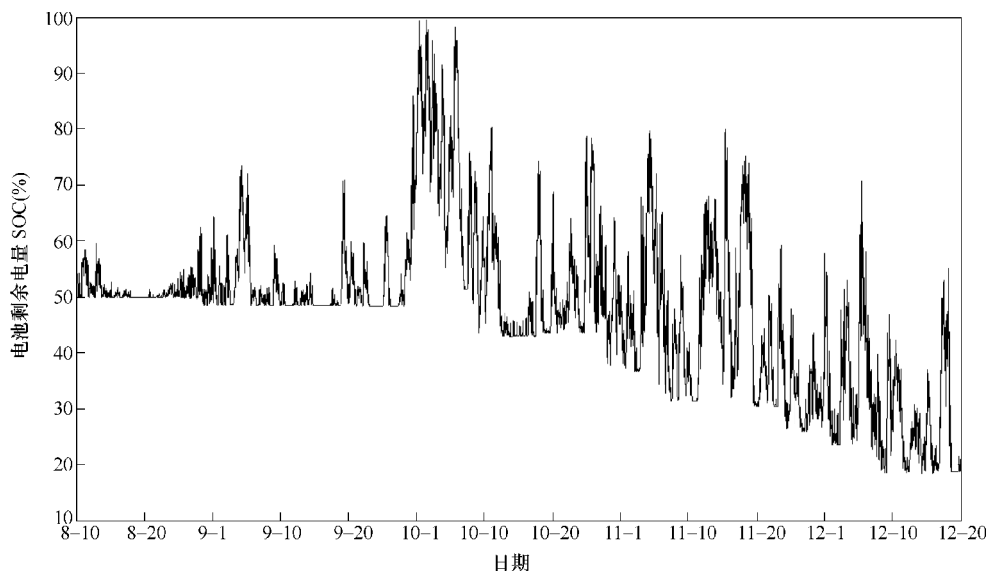


图 5-31 1~6 号机组配合 1000kW/4h 储能系统 SOC 情况

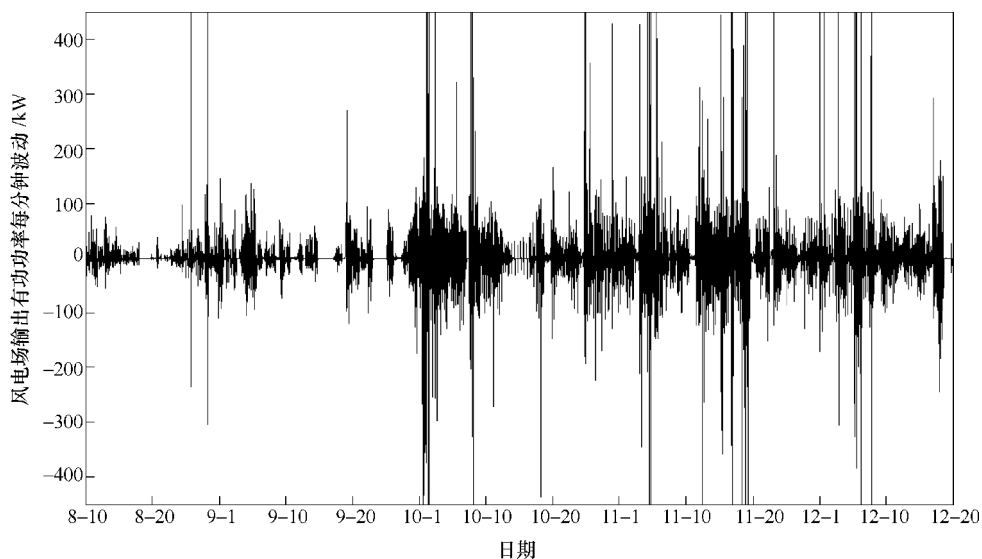


图 5-32 1000kW/4h 储能系统平滑 1~6 号机组后每分钟功率波动情况

根据图 5-27 ~ 图 5-32 分析知,储能系统选取为 1000kW/4h 时基本能够满足 5 台风力发电机规模风电场的平滑要求。平滑后风电场输出有功功率每分钟变化量小于额定功率的 10%。储能系统剩余能量也基本能够满足 5% ~ 95% 的安全运

行限制。同时对小规模风电场进行平滑处理时,系统的安全裕量更大,实现附加功能的扩展余地更大。但是系统在处理6台风力发电机规模的风电场时显示出容量不足的现象,未能达到预置的10%的平滑条件。

风储联合运行特性的仿真结果还可以通过统计分析获得一定结论。如图5-33和图5-34为储能系统容量为750kW/4h和1000kW/4h时,不同风电场规模对应的补偿后每分钟功率波动超过10%的次数。图5-33显示当风电场规模达到5~6台风力发电机(3900~4680kW)规模时系统越限次数会急剧提高,超过了100次。这是由于储能系统为750kW/4h在风电场规模增加时容量不足,无法维持30min的平滑时间常数,选取较小的时间常数后系统越限次数会明显上升所致。因此说明750kW/4h的储能系统无法满足5~6台风力发电机(3900~4680kW)规模的风电场平滑要求。图5-34显示了当储能容量为1000kW/4h时,对于一台风力发电机(780kW)规模的风电场可以完全将每分钟功率波动限制在78kW/min以下,2台风力发电机(1560kW)规模的风电场每分钟功率波动超过10%限制的次数会达到11次。3~5台风力发电机(2340~3900kW)规模的风电场这一指标会达到20~25次。6台风力发电机(4680kW)规模的风电场会超过40次。这一结果一方面是由于随着风电场规模的增大,储能系统容量保持不变,因此越限次数会随之增加;另一方面是由于储能系统平滑时间常数的降低导致平滑效果降低而造成的。

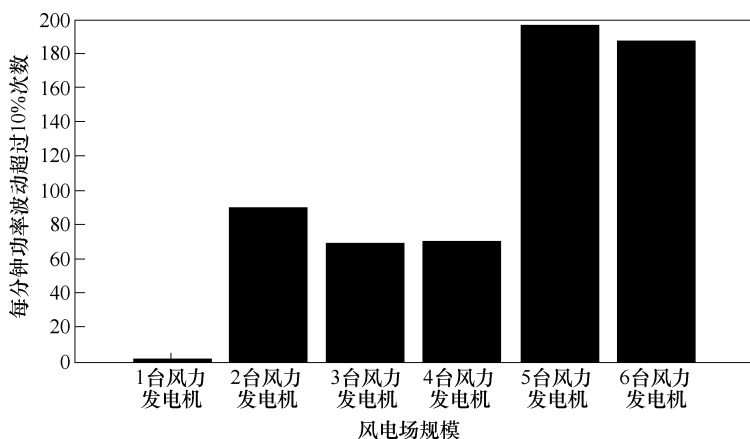


图 5-33 储能系统容量为750kW/4h时不同风电场规模功率波动越限情况

图5-35、图5-36是风电场在不同规模储能系统下每分钟功率波动最大值的結果。图5-35、图5-36均显示了随着风电场规模增大每分钟功率波动最大值出现了明显上升,尤其是由1台风力发电机增加到2台风力发电机时,这是由于这

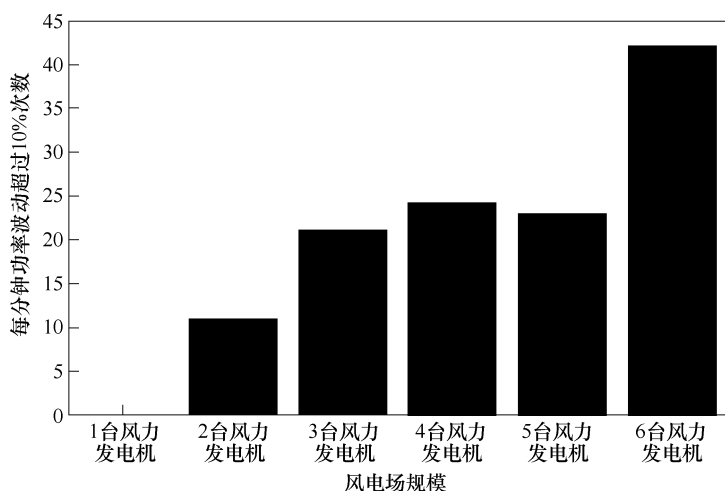


图 5-34 储能系统容量为 1000kW/4h 时不同风电场规模功率波动越限情况

个阶段风电场总规模增加最为明显，并且 2 台风力发电机的数据会明显增加系统极限值的数值。此外，储能系统容量由 750kW/4h 上升为 1000kW/4h 后每分钟输出有功功率波动的极限值也出现了明显的上升，说明储能系统容量对于平滑效果有着直接、显著的影响。

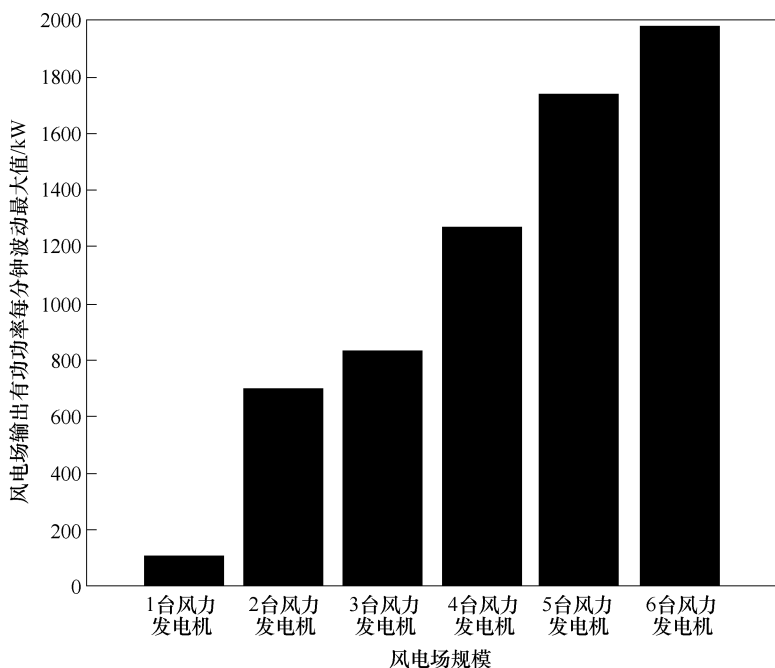


图 5-35 储能系统容量为 750kW/4h 时不同风电场规模每分钟功率波动最大值

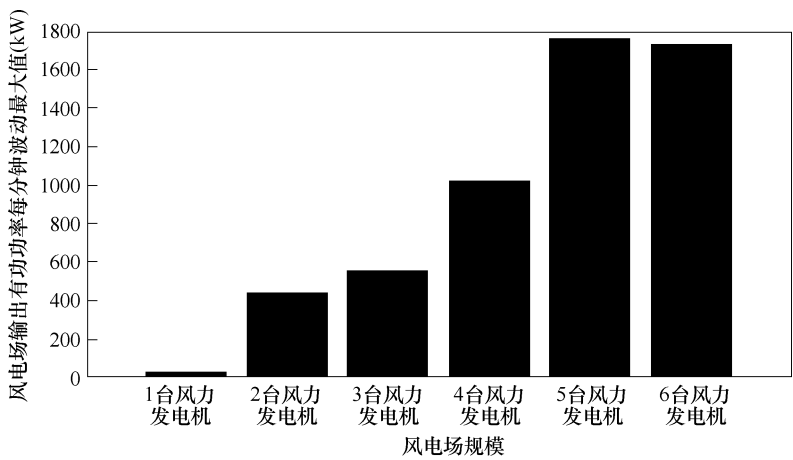


图 5-36 储能系统容量为 1000kW/4h 时不同风电场规模每分钟功率波动最大值

图 5-37 是风电场规模不同时 750kW/4h 储能系统电池剩余电量上下限曲线。曲线显示当风电场规模达到 5 ~ 6 台风力发电机时，储能系统电池剩余能量 SOC 出现了明显的越界，无法达到安全运行的要求。此时，风电场输出功率瞬时变化经常会越过 10% 额定功率的限制，无法进一步加大平滑时间常数，说明 750kW/4h 的储能系统容量仅能够满足 1 ~ 4 台风力发电机规模的风电场平滑运行要求。

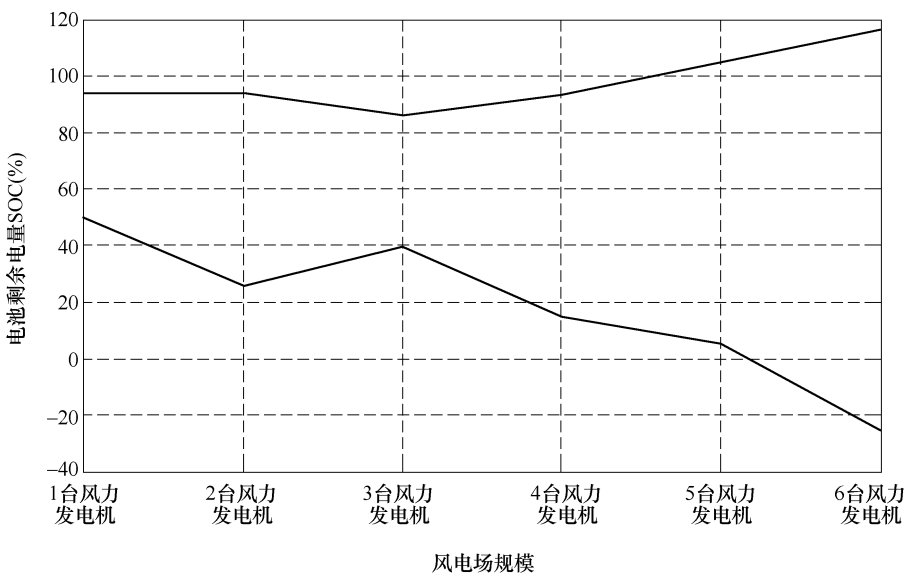


图 5-37 不同风电场规模时 750kW/4h 储能系统电池剩余电量上下限

图 5-38 中的两条曲线代表储能系统对不同规模风电场进行平滑时储能系统剩余能量的上、下极限值。图 5-38 显示风电场规模在 1~5 台风力发电机之间变化时储能系统剩余能量的上、下限值能够保持在 5%~95% 的区间内, 达到了安全稳定运行的要求。风电场输出有功功率每分钟波动超过 10% 限制的情况很少, 满足设定的每分钟功率波动量不超过 10% 额定功率的平滑标准。但是当风电场规模达到 6 台风力发电机 (4680kW) 的规模时, 电池剩余电量超过了 5%~95% 的限制, 无法满足风电场有功功率的平滑要求。因此认为 1000kW/4h 的储能系统可以满足 1~5 台风力发电机规模风电场平滑有功功率的要求。

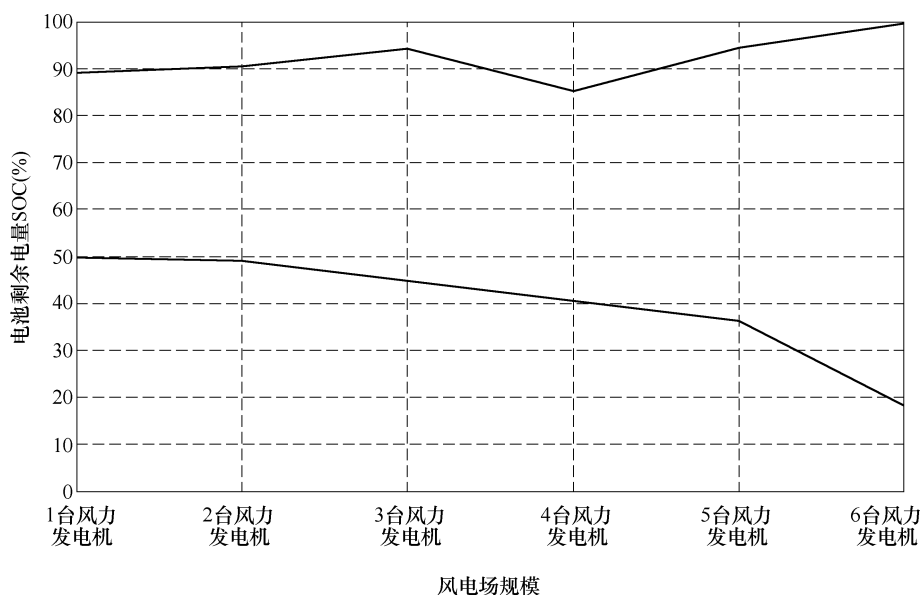


图 5-38 不同风电场规模时 1000kW/4h 储能系统电池剩余电量上下限

图 5-39、图 5-40 是储能系统对 1、2 号机组进行平滑处理的结果, 平滑时间常数设为 1h。图 5-39 显示了储能系统在对 1、2 号机组进行平滑时系统能量的上限未超过 95%, 处于电池系统安全稳定的运行区域内。图 5-40 显示了储能系统对 1、2 号机组进行平滑处理后总系统输出有功功率波动率在绝大部分时间内低于 $\pm 150\text{kW}/\text{min}$, 即低于 10% 额定功率每分钟的设定值, 满足接入电网的条件。

图 5-41、图 5-42 是储能系统对 1~3 号机组进行平滑处理的结果, 平滑时间常数设为 50min。图 5-41 显示了储能系统在对 1~3 号机组进行平滑时系统能量的上限未超过 95%, 下限值未超过 45%。同时图 5-42 显示储能系统对 1~3 号机组进行平滑处理后总系统输出有功功率波动率在绝大部分时间内低于 $\pm 200\text{kW}/\text{min}$, 即低于 10% 额定功率每分钟的设定值, 基本满足接入电网的条件。

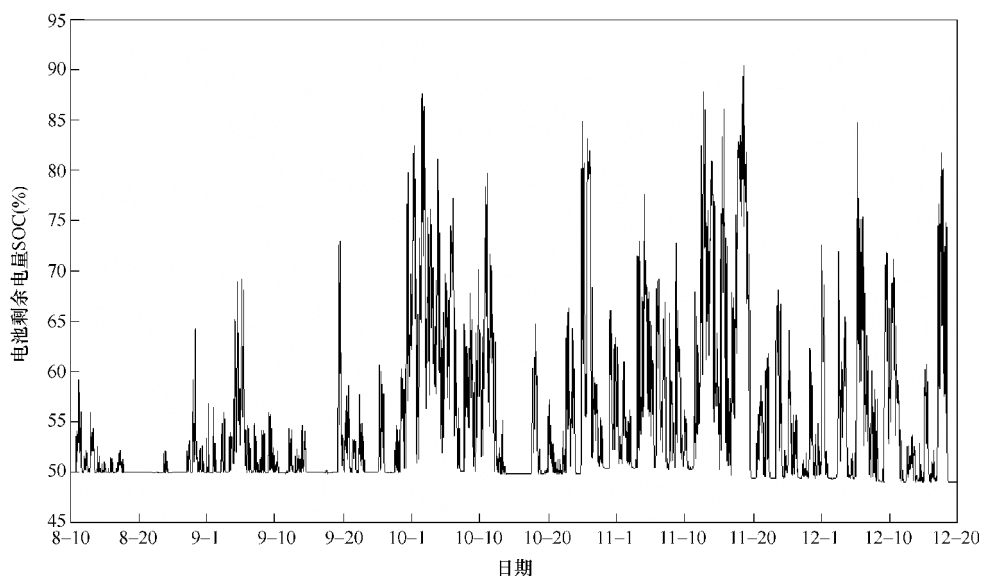


图 5-39 1、2 号机组配合 1000kW/4h 储能系统运行电池剩余电量 SOC 情况

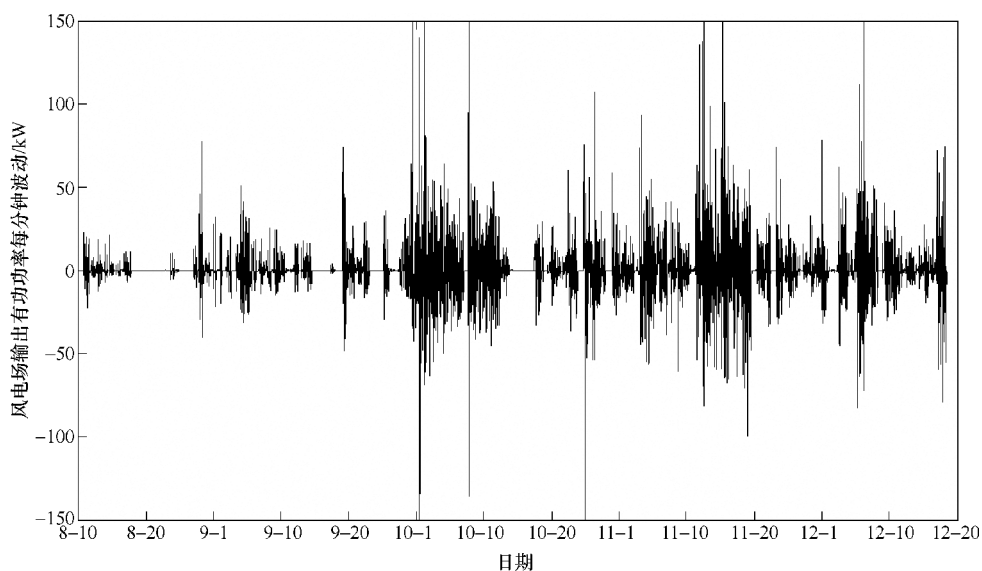


图 5-40 1000kW/4h 储能系统平滑 1、2 号机组后每分钟功率波动情况

图 5-43、图 5-44 是储能系统对 1~4 号机组进行平滑处理的结果，平滑时间常数设为 30min。图 5-43 显示了储能系统在对 1~4 号机组进行平滑时系统能量的上限未超过 90%。图 5-44 显示储能系统对 1~4 号机组进行平滑处理后总系统

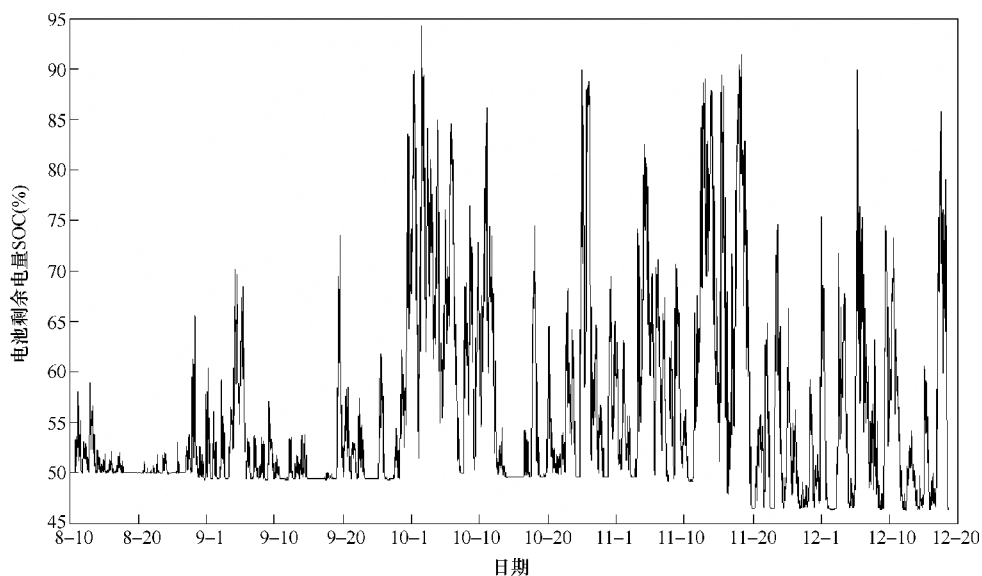


图 5-41 1~3 号机组配合 1000kW/4h 储能系统 SOC 情况

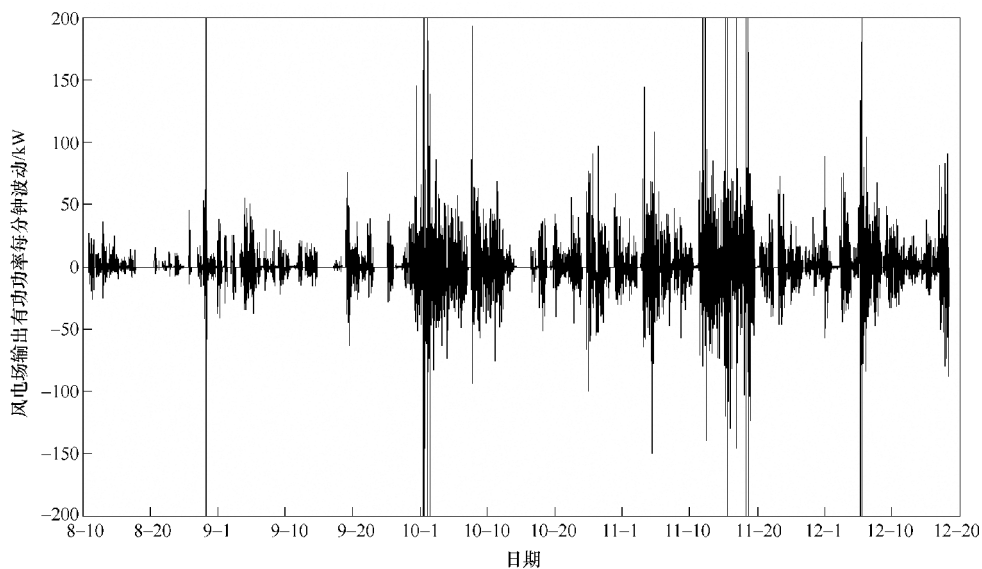


图 5-42 1000kW/4h 储能系统平滑 1~3 号机组后每分钟功率波动情况

输出有功功率波动率在绝大部分时间内低于 $\pm 300\text{kW}/\text{min}$ ，即低于 10% 额定功率每分钟的设定值，满足接入电网的条件。

综上所述，储能系统的输出功率限制和容量限制对平滑结果均有明显的影

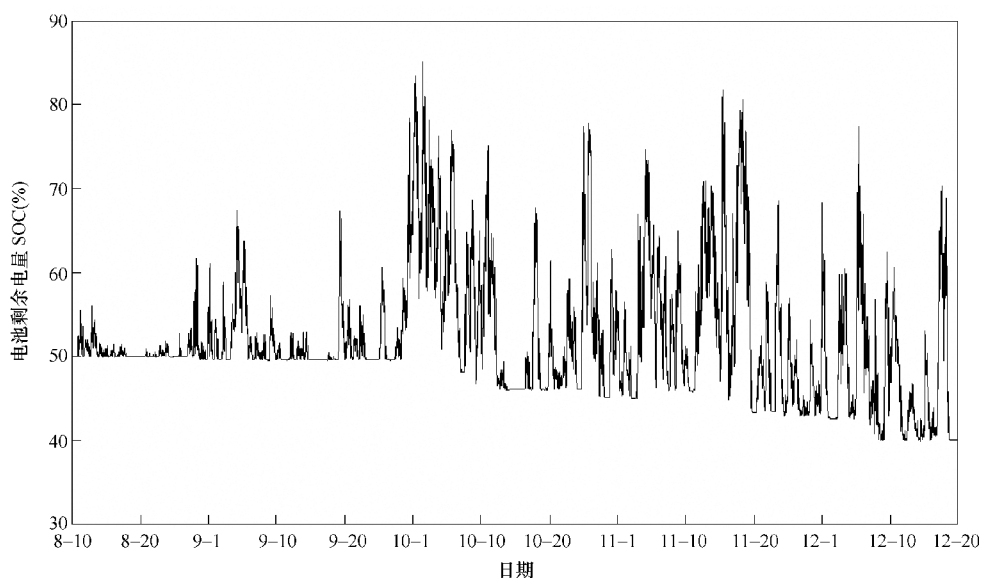


图 5-43 1~4 号机组配合 1000kW/4h 储能系统运行电池剩余电量 SOC 情况

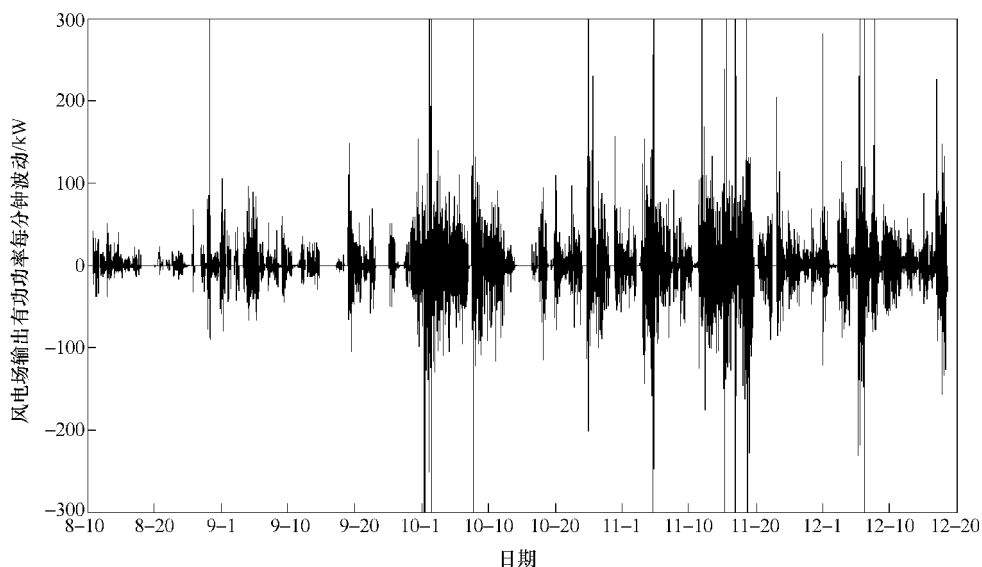


图 5-44 1000kW/4h 储能系统平滑 1~4 号机组后每分钟功率波动情况

响。在储能系统输出容量为 750kW/4h 风力发电机单机容量为 780kW 时, 储能系统可以在绝大多数时间内满足将 1~4 台风力发电机规模的风电场系统输出功率每分钟波动限制在装机容量的 10% 以内, 而无法满足 5 台风力发电机以上规

模的风电场输出平滑要求。在储能系统输出容量为 1000kW/4h 风力发电机单机容量为 780kW 时, 储能系统可以在绝大多数时间内将 1~5 台规模的风电场系统输出功率每分钟波动限制在装机容量的 10% 以内。这个结果也显示了针对大型风电场进行统一平滑处理可以达到更佳的经济性, 因为随着风电场规模的增加, 对储能系统容量的增加并不是线性增加的。因为多台风力发电机的自平滑特性可以降低风电场输出总功率的波动, 因此储能容量和风电场总容量的比值随着风电场规模的增加呈现下降趋势。储能系统和风电场规模保持在 1:4 的功率比较为适宜, 电池储能时间为 4h, 见表 5-1。

表 5-1 储能系统与风电场容量配比结果

储能系统容量	风电场系统极限容量	功率比值
750kW/4h	$4 \times 780\text{kW} = 3120\text{kW}$	4.16
1000kW/4h	$5 \times 780\text{kW} = 3900\text{kW}$	3.9

5.2.2 光储系统运行特性

为光伏系统配置电池储能系统来构建混合发电系统成为提高光伏系统接入友好性和调节电网电能质量的一个研究热点。国内已相继开工建设了一批 1MW~10MW 规模的大型光伏电站, 但是太阳能光伏系统受天气因素的影响很大, 在阳光照射条件不好时系统出力明显降低, 对于离网型光伏发电系统会造成供电的不稳定甚至断电。同时大规模并网光伏发电系统经常会因为反孤岛、系统波动大以及需要得到并网许可等问题无法并网运行, 极大地影响了光伏发电系统的经济性和稳定性。电池储能系统一方面可以使电力系统具备瞬时功率调节的能力, 另一方面配合电力电子变流器可以方便地构建 UPS 高可靠性供电电源。

图 5-45 为太阳能光伏和储能相结合的系统拓扑结构, 太阳电池板的输出端通过 S1、S2、S3 三个开关分别和四象限变流器、储能单元斩波器和 UPS 逆变器连接在一起。电网通过 S4、S5 两个开关连接到四象限变流器和普通负载。

太阳电池板和普通负载以及电网之间通过四象限变流器进行能量交换。储能单元双向斩波器负责电池单元的充放电工作。UPS 逆变器主要用于保障重要负载的安全、可靠供电。

图 5-46 描述了带有储能系统的太阳能混合发电系统潮流方向控制 (Flow Direction Control, FDC) 的几种工作模式。潮流方向控制是指根据不同的系统工作条件控制系统功率流动方向, 通过储能系统起到调节作用, 在保证系统稳定运行的前提下提高系统的经济性、可靠性。

1) S1、S2、S3 均闭合, 即系统三个主要电子变换单元均投入运行。四象限

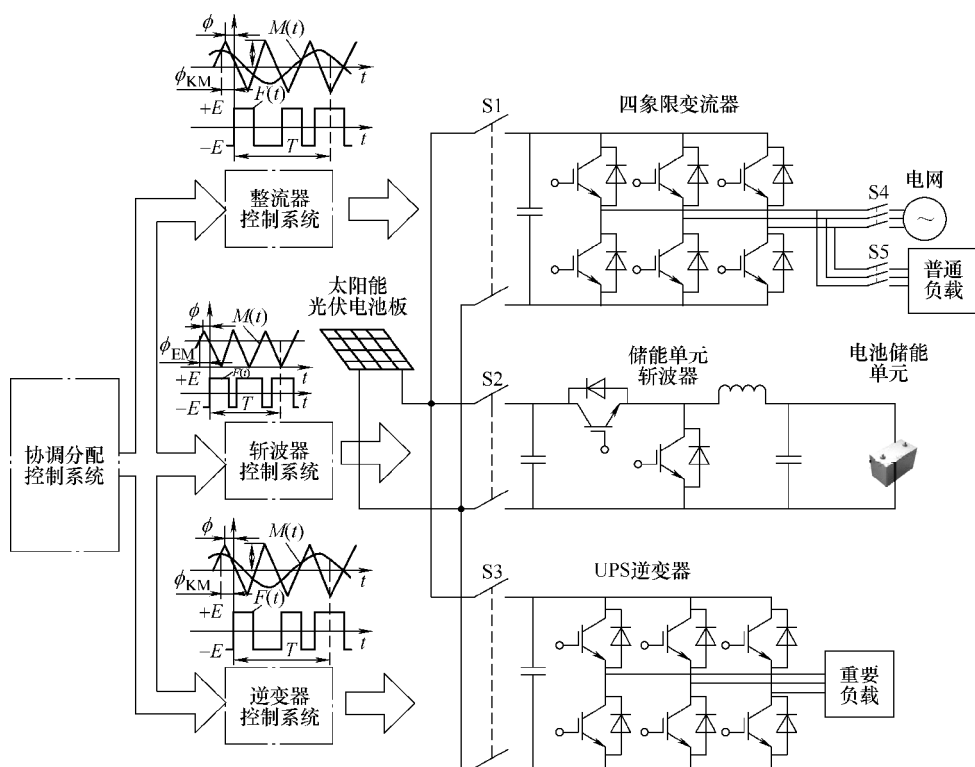


图 5-45 太阳能光伏和储能混合系统拓扑结构图

变流器在此模式下一般运行在逆变模式下，将太阳电池板转换得到的电能输送给电网。储能系统斩波器运行在充/放电模式下，在下午 4 点前的时段内储能系统工作在充电模式下，主要用于储存发电系统出力大于负载所需时太阳电池板的多余能量。在下午 4 点以后根据负载情况，当系统所需的能量大于发电系统的出力时，储能系统释放能量来满足系统需求，减小系统的电力容量需求。UPS 系统逆变器处于工作状态，利用电池储能系统为重要负载提供可靠的电力供应。

2) S1、S3 闭合，S2 断开，即四象限变流器和 UPS 变流器投入运行，储能系统不工作。在这种工作模式下系统一般处于太阳光照较好，出力较强的工作状况下。太阳能板出力在满足 UPS 系统需求的前提下全部馈送到电网上，不经过储能系统存储，提高了系统运行效率。此外，当储能系统需要对电池组进行校准或者更换时可以将系统切换到这种工作模式下。四象限变流器在这种工作模式下主要任务是根据太阳电池板的端电压来决定馈送功率的大小，同时优先保证直流母线电压工作在安全区域内，配合太阳电池板共同保证 UPS 系统能量供应。

3) S2、S3 闭合，S1 断开，即储能系统和 UPS 变流器投入运行，四象限变

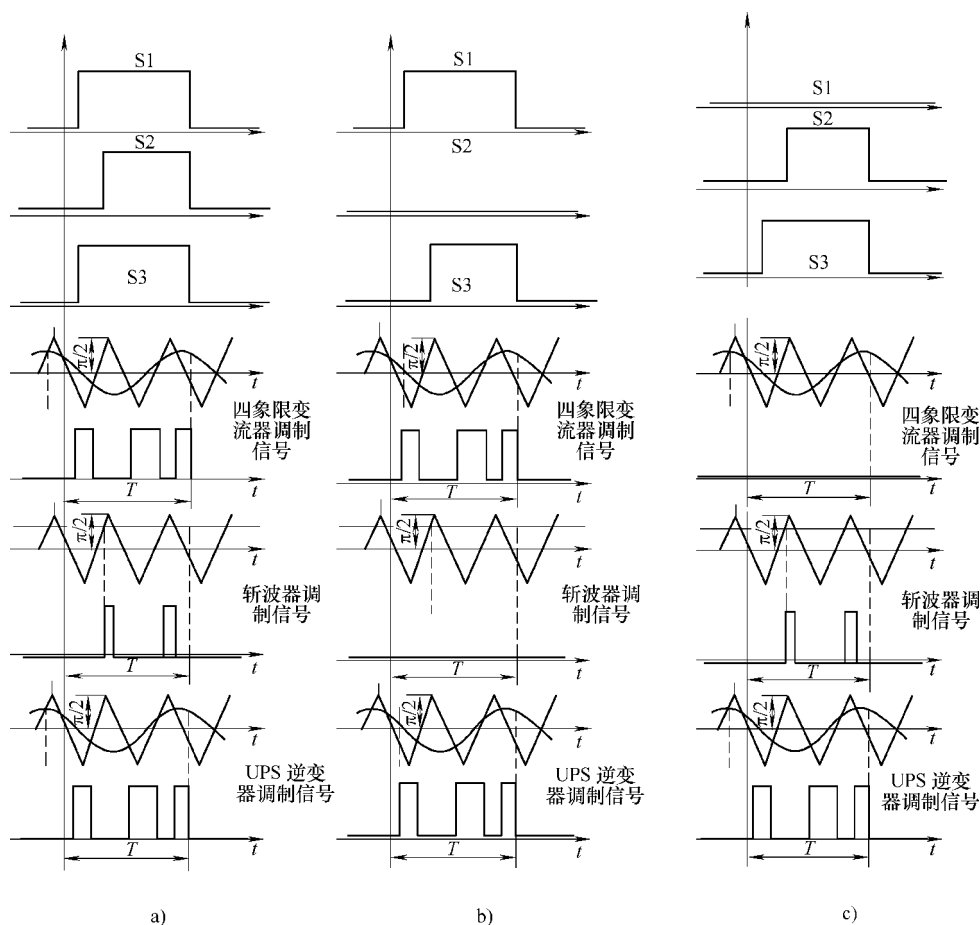


图 5-46 主要工作模式

流器停止运行。这种工作模式多数运行在夜晚没有光照并且储能系统剩余能量较高的情况下，此时系统呈现独立运行的特点，与电网没有物理连接，依靠储能系统的剩余电量维持 UPS 系统工作，为重要负载提供能源。

图 5-47 是 FDC 系统控制流程图。首先系统通过控制传感器得到各个子模块的运行数据，包括电压、电流、频率，电池运行情况等参数。随后对系统运行状态进行判断，如果系统运行正常则根据电池系统情况和太阳能系统出力情况来确定功率潮流在系统内部的走向，然后将指令值下发到四象限变流器、斩波器和 UPS 逆变器来实现对潮流走向的控制。如果系统出现了故障则优先确保重要负载的电力供应，并进行声光报警提醒操作运行人员采取措施。

下面以 100kW 光伏发电系统的数据进行统计分析。电站位于东经 $115^{\circ}27'$ ，

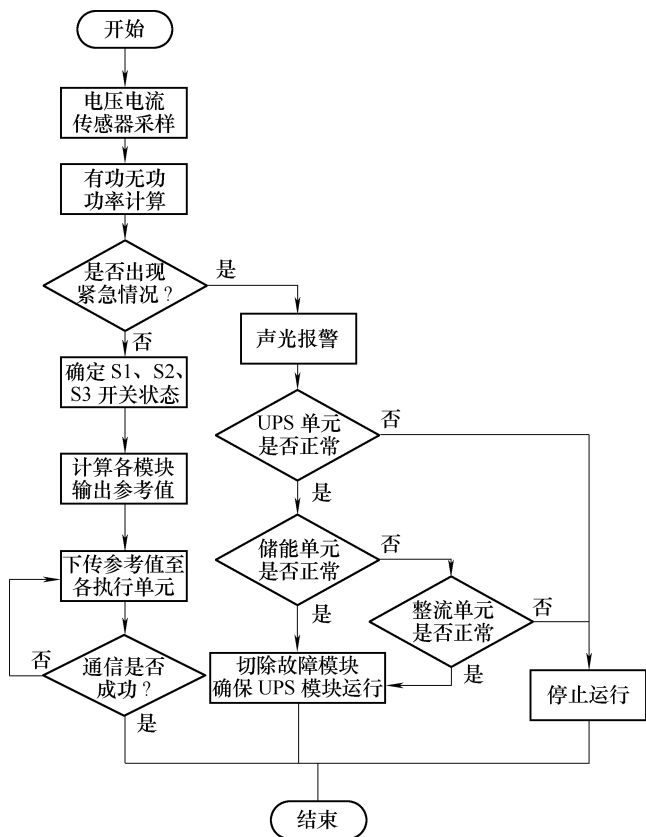


图 5-47 FDC 控制系统流程图

北纬 28°09′。地区太阳辐照强度为

$$H = H_1 \times 2.778/10000h = (13094 \times 2.778/10000)(\text{W}/\text{m}^2) = 3.638(\text{W}/\text{m}^2)$$

图 5-48 为南昌地区 100kWp 光伏电站的发电量统计结果。图 5-48a 显示了去除各个月份发电天数的区别后各月发电量之间的差异仍十分明显，主要原因是南昌地区的天气情况不稳定，造成各月间的发电量差异较大。图 5-48b 显示了光伏发电站的输出功率主要集中在 10% 额定输出以下的区域内，概率达到了 60%，出力达到系统额定功率 50% 以上的情况约占 20% 左右。从图 5-48 可以看出光伏发电系统出力波动较大，并且高峰时段和低谷时段发电量差异巨大，凸显在高峰时段使用电池储能系统存储系统多余电量的必要性和可行性。

图 5-49 是 FDC 控制策略下全部单元投入运行时，只建设太阳能光伏发电系统和建设太阳能光伏与储能混合系统对于降低原有系统对电力容量需求的图表。图中的实线部分是光伏发电系统出力曲线，虚线部分是系统负荷曲线，密点线部

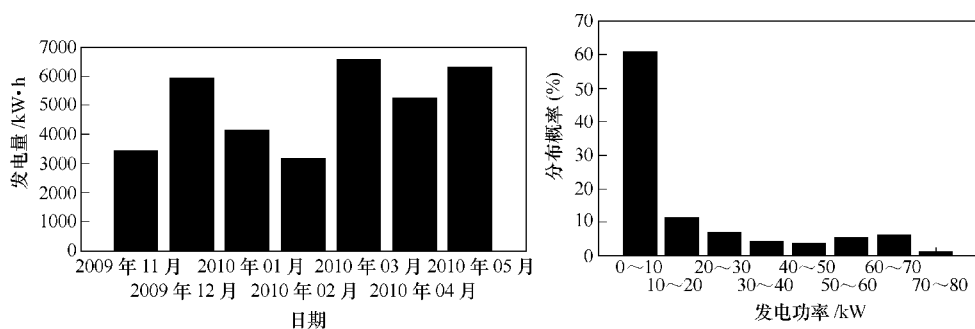


图 5-48 南昌 100kW 光伏电站各月发电量统计结果

分是系统最终的电力需求功率曲线。图 5-49a 显示,在不具备储能系统的情况下,单一建设太阳能光伏发电系统只能降低近 20kW,即 20% 装机容量的电网容量需求。图 5-49b 显示储能系统在竖线部分存储发电系统多余能量,在横线部分根据储能系统的剩余电量和发电量预测结果决定释放功率的水平,结果显示在具备储能的混合系统可以降低近 50kW,即 50% 装机容量的电网需求。结果表明储能系统在不增加光伏装机容量的情况下在降低电网需求方面可以提升 250% 左右的系统效能。

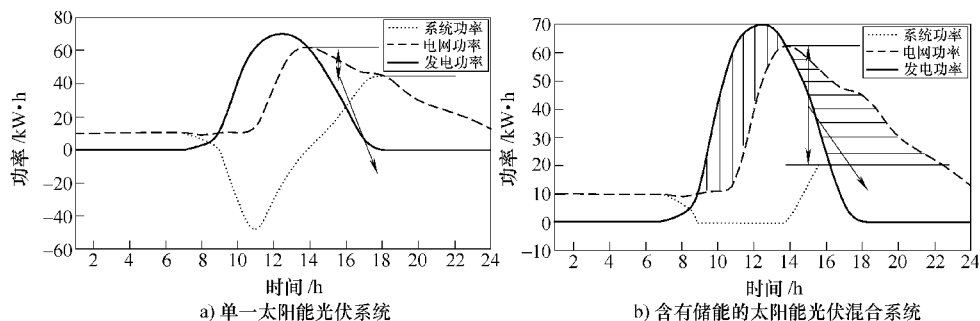


图 5-49 储能系统对整体系统降低系统容量的作用

图 5-50 是太阳能光伏发电规模、储能系统容量和降低对电力系统容量需求之间关系的三维曲线。图 5-50 显示了在以降低电力系统容量需求为目标时需要根据太阳能发电规模来选取储能系统的容量,因为储能容量在各种发电规模下都有明显的饱和特性,在超出特定数值后,对于降低系统的电力容量需求会进入明显的平台期,经济性大为降低。因此需要根据光伏系统容量和负载特性对储能容量进行优化配置,从而最大限度地调节发电系统和负载之间的峰谷差异,降低对电力系统容量的需求。图 5-51 表示了系统中光伏系统规模、储能系统容量和增加的系统发电量之间的关系。在某些地区由于电网禁止用户向电网馈送能量,因

此在太阳光照充足的情况下当发电系统输出功率大于系统负荷所需的情况下就会出现“弃光”的现象。图 5-51 显示这种情况下增加储能系统后可以明显提升系统的发电量，提高系统的经济性和效率，更加符合目前低碳高效经济的要求。

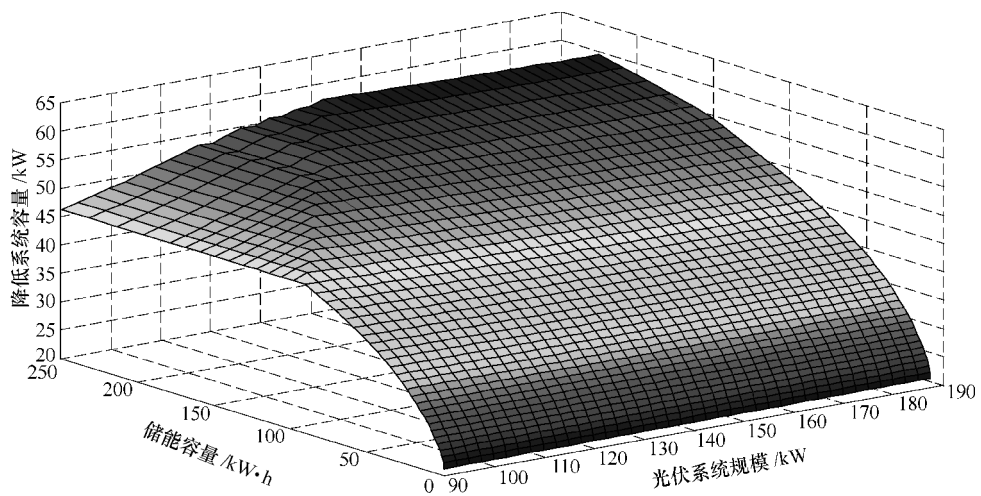


图 5-50 光伏系统规模、储能系统容量与降低系统容量间的关系

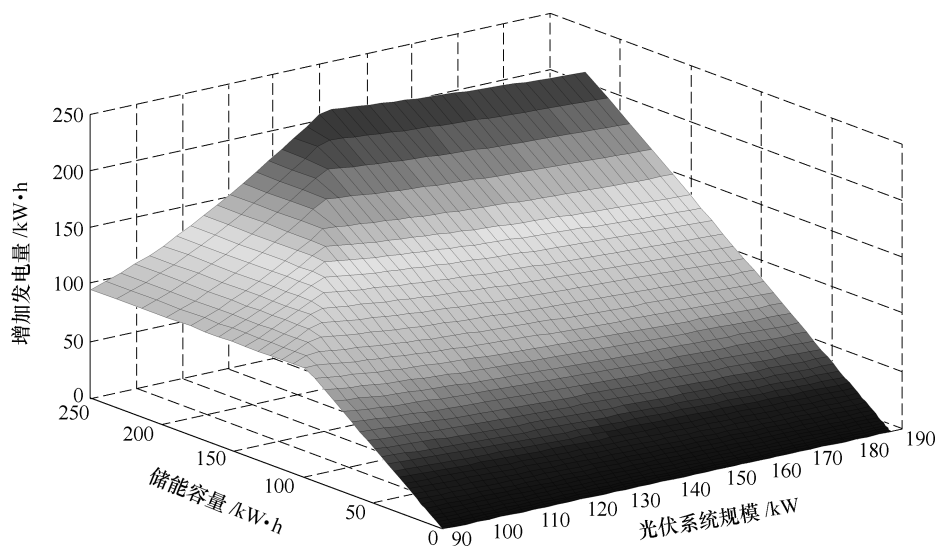


图 5-51 光伏系统规模、储能系统容量与增加系统发电量间的关系

目前我国正在大力发展光伏发电系统,随着光伏发电功率的增大,以往放任光伏发电系统随意出力的控制方法将会对电力系统的安全运行造成很大的隐患。通过配置储能系统并采用 FDC 控制方法后,混合发电系统可以提高系统运行效率和经济性,降低系统对电力系统容量的需求以及提升系统发电效率,为扩展光伏系统功能打下了一定的硬件基础。

5.2.3 电池储能电站

用于风光储输示范工程的储能电站可以包括多种电池储能系统,下面以包括钠硫电池、液流电池和锂离子电池的工程为例进行分析。其接入方式如图 5-52 所示。其中,锂离子电池储能系统模块:从电池系统的可靠性出发,每套锂离子电池系统由 4 个 125kW 电池子单元组成一个 500kW 电池单元,并配置 500kW 的双向变流器,电池的直流母线维持在 625 ~ 825V,变流器交流侧维持在 380V 三相交流,如图 5-53 所示。

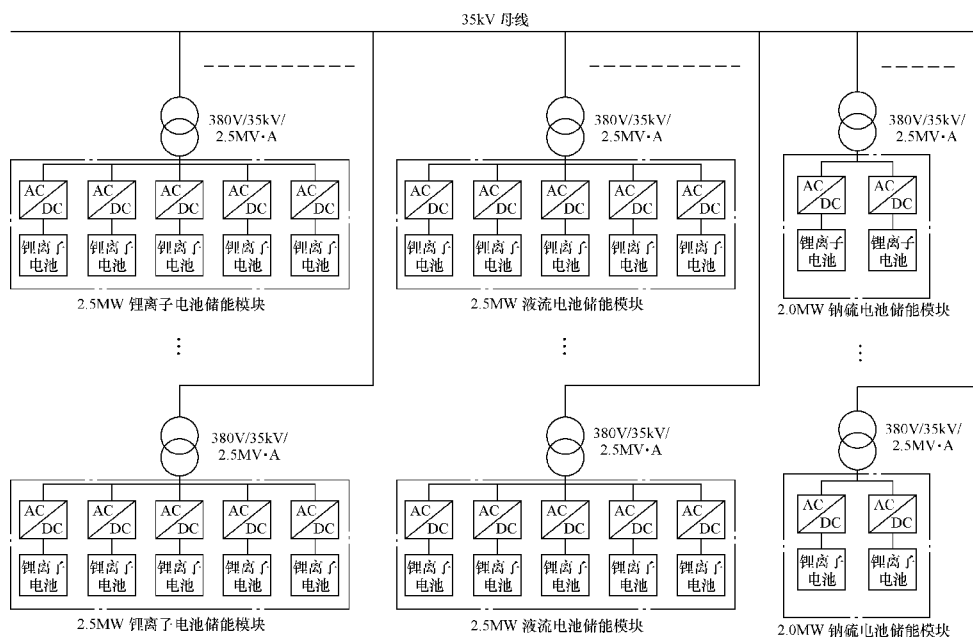


图 5-52 电池储能系统接入结构图

由 5 套锂离子电池储能单元在 380V 交流母线侧并联,构成 2.5MW 锂离子电池储能模块,并通过 2.5MV·A 变压器与 35kV 系统相连,实现锂离子电池储能模块接入 (2.5MVA 变压器是 380V/35kV 标配产品),如图 5-54 所示。

液流电池储能模块与锂离子电池储能系统接入结构相似。对于钠硫电池储能

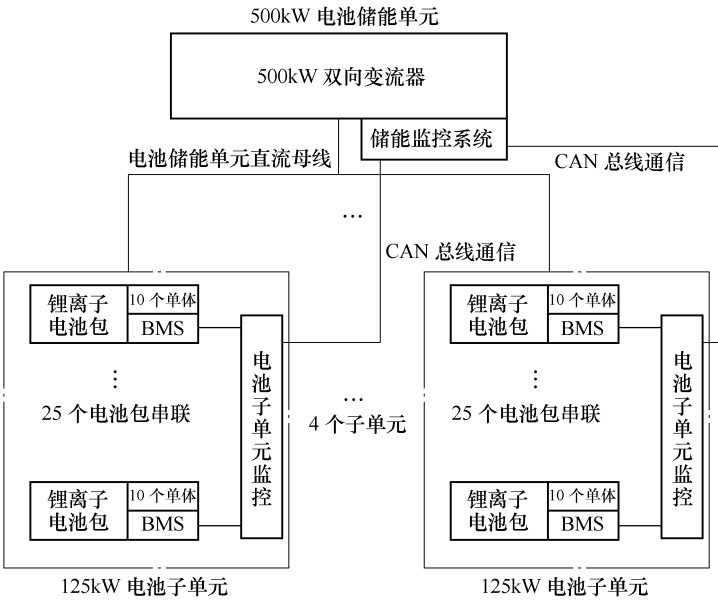


图 5-53 500kW 锂离子电池储能单元结构图

模块，通过将两套基本单元为1MW的钠硫电池储能单元并联，并经由 $2.5\text{MV}\cdot\text{A}$ 变压器接入35kV系统。

电池储能电站拥有自己的系统监控系统，监控结构分上下两层，如图5-55所示。

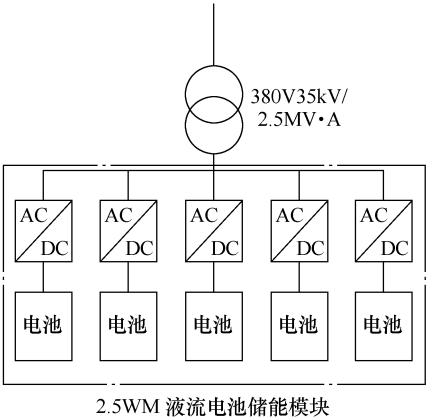


图 5-54 2.5MW 电池储能模块

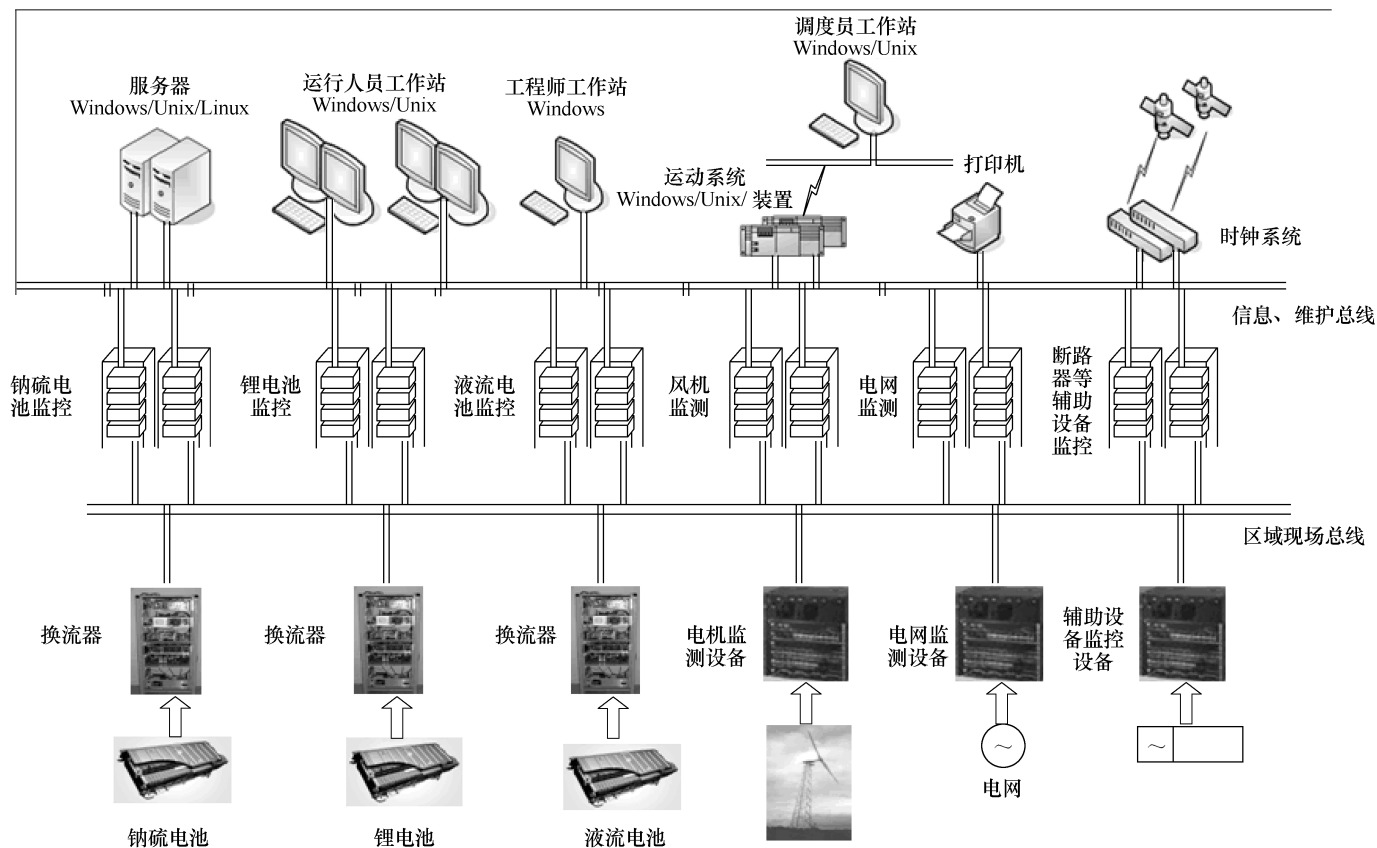


图 5-55 电池储能电站系统的监控系统结构

1. 上层监控系统

上层监控系统包括数据服务器、远动服务器、运行服务器，以及网络通信单元，可以完成以下功能：

1) 远动服务器与更上层的联合监控系统相连。首先将储能电站的运行状态实时传送给上层联合监控系统，传送信息（以锂离子电池 125kW 子单元为基本信息单元、钠硫电池以 50kW 子单元为基本信息单元、液流电池以 175kW 子单元为基本信息单元、锂离子和液流变流器以 500kW 为基本信息单元、钠硫电池以 1MW 变流器为基本信息单元、变压器以 $2.5\text{MV} \cdot \text{A}$ 为基本信息单元）包括以下内容：

- ① 储能电站整体及各种电池子模块的剩余能量（SOC）；
- ② 储能电站的整体出力状态 ΣP 和 ΣQ ，及每个储能模块的出力状态 P_n 和 Q_n （以及 P_{nn} 和 Q_{nn} ）；
- ③ 储能电站的功率可调节深度（ ΔP 和 ΔQ ），及每个储能模块的可调深度 ΔP_n 和 ΔQ_n ；
- ④ 储能容量的可用深度（ ΔE ）和每个电池子模块的能量可用 ΔE_n ；
- ⑤ 每个储能电池子模块的健康状态（HOC），含电池温度、电池模块是否修补和维护、循环次数、电池包一致性差异、转换效率状况等；
- ⑥ 变流器的健康状态，含变流器温度、风机状态、水冷机组状态等；
- ⑦ 升压变压器健康状态、断路器状态等。

其次，实时接收更上层联合监控系统的调度命令和运行计划。

第三，根据联合监控系统的调度计划，结合电池的能量状态，实时安排储能系统的出力计划，即下一个 3 日内出力计划；下一个 24h 内出力计划；下一个 15min 内出力计划；下一个 1min 内出力计划。

2) 数据服务器用于实时存储将各类检测数据，以及历史数据调档和后台分析。

3) 运行服务器，根据远动服务器的指令计划，实时将出力分解到每一类电池，并实时安排每一类电池储能单元的出力计划：

- ① 安排 30s 内储能系统的出力计划；
- ② 根据接入点实时风光出力值，计算下一秒内储能系统需要的出力 ΣP 和 ΣQ ；
- ③ 根据出力 ΣP 和 ΣQ 需要，安排下一秒内每一种电池储能系统的出力 P_n 和 Q_n 。在时间尺度上，三种电池有所分工，液流电池重点负责补偿瞬时波动，锂离子电池主要补偿秒级波动，钠硫电池补偿分钟级波动。

2. 下层监控系统

储能电站的下层监控系统通过以太工业总线与上层监控系统相连，通过现场工业总线与每套储能单元的底层内置监控相连。

三套下层监控系统设备分别监测和控制钠硫电池、液流电池和锂离子电池储能的状态。考虑到监测和控制数据量的庞大性，每一套下层监控系统将监测与控制数据线分离。

液流电池控制系统主要是根据接入点实时监测数据，安排每个液流电池模块的每一个周波的 P_m 和 Q_m 输出，用于补偿风光联合出力的“毛刺”。

锂离子电池控制系统主要是安排每一秒内各锂离子电池模块的每一秒的 P_m 和 Q_m 输出，与液流相配合补偿秒级波动。

钠硫电池控制系统主要是安排每一分钟内各钠硫电池模块的每一秒的 P_m 和 Q_m 输出，与锂离子电池和液流相配合补偿分钟级波动。

5.3 储能容量配置技术

5.3.1 国内外典型配置案例

随着可再生能源的发展和规模化并网进程的推进，应用储能系统提高可再生能源的可控性受到越来越多的关注。国内外相继开展了一些储能应用实验及工程示范，表 5-2 列举了部分国外电化学储能应用的典型案例。

表 5-2 部分国外电化学储能应用的典型案例

应用地点	应用功能	储能方式说明	可再生能源 /储能功率 配比	投产时间 /年
美国 Kahuku 风电场	平滑风电功率输出	30MW 风电场，15MW 储能系统	1:0.5	2011
丹麦	平滑风电功率输出	15kW × 8h 储能系统	1:0.67	2006
日本 Rokkasho	提高风电场功率预测准确度、平滑风电功率输出、备用电源	51MW 风电场，34MW/254MW · h 储能系统	1:0.67	2008
日本 Tomama 风电场	平滑风电功率输出	30.6MW 风电场，4MW/6MW · h 储能系统	1:0.13	2005
日本北海道风电场	平滑风电功率输出	270kW 风力发电机组，170kW/1MW · h 储能系统	1:0.63	2001

(续)

应用地点	应用功能	储能方式说明	可再生能源 /储能功率 配比	投产时间 /年
爱尔兰 Some 风电场	调峰, 电能质量调节, 提高可靠性	38MW 风电场, 1.5MW/12MW·h 储能系统	1:0.039	2006
澳洲金岛风场	风/储/柴联合	200kW×8h 储能系统	—	2003
美国夏威夷	平滑光伏电站功率输出	1.5MW 储能电池系统	—	2011
冲绳	与电力公司的测试研究	400kW 风机容量, 400kW PCS, 20kW·h 储能系统	—	2000/3
青森	NEDO 测试研究与 NaS、REDOX 同时实验	300kW 风机容量, 200kW PCS, 1320kW·h 储能系统	—	2001/2
冲绳	电力公司的发电设备	1200kW 风机容量, 600kW PCS, 800kW·h 储能系统	—	2002/2
鹿儿岛	发电厂家的发电设备	600kW 风机容量, 100kW PCS, 151kW·h 储能系统	—	2002/3
冲绳	电力公司的发电设备	280kW 风机容量, 100kW PCS, 600kW·h 储能系统	—	2007/2
秋田	大规模风力发电厂波动控制测试试验设备	1500kW 风机容量, 100kW PCS, 288kW·h 储能系统	—	2007/8
青森	大规模风力发电厂	15000kW 风机容量, 4500kW PCS, 10368kW·h 储能系统	—	2009/10
山形	大规模风力发电厂	15000kW 风机容量, 4500kW PCS, 10368kW·h 储能系统	—	2010/9
青森县五所川原市	平滑风力发电的输出	16MW 风机容量, 4500kW PCS, 10.4MW·h 储能系统	—	2010/1

目前国内储能应用研究主要涉及储能技术在削峰填谷、提高可再生能源并网能力等方面。表 5-3 所列为部分国内储能系统示范工程。

从表 5-2 和表 5-3 可归纳出, 目前国内外储能可再生能源领域中的应用主要涉及平滑风电/光伏功率输出、提高风电场功率预测准确度、备用电源、调峰、

调节电能质量、提高风电可靠性、辅助削峰填谷及电力系统调频等方面,可再生能源与储能的功率配比大小相距较大,范围在 $1:0.039 \sim 1:0.67$ 之间。

表 5-3 国内部分储能系统示范项目

应用地点	应用功能	储能方式说明	可再生能源 /储能功率 配比	筹建 时间
中国电科院张北 风电基地	实验测试储能 在风力发电 中的应用	风电 3MW 1MW/1MW·h 磷酸铁锂电池储能系统, 500kW/1MW·h 全钒液流电 池	—	2009 年 12 月
辽宁阜新彰武风 电场	改善电能质量	49.5MW 风电, 5MW 电池 储能系统	1:0.1	2011 年
张北风光储输示范 电站	平滑风光功率输出、跟踪 风光计划发电、辅助削峰填 谷、参与系统调频	500MW 风电, 100MW 光 伏, 110MW 储能	1:0.18	2011 年
国电辽宁塘坊储能 型风电场	平滑风电功率输出	49.5MW 风电, 5MW × 2h 储能系统	1:0.1	不详

5.3.2 风/光并网技术规定

从 5.3.1 节中提到的国内外部分储能应用典型案例中储能的功能、可再生能源与储能功率/容量配比的范围可以看出,目前国内外对于储能在可再生能源领域应用中的配置方法、配置比例尚未形成较成熟的体系。

1. 风电并网技术规范

德国、丹麦、美国、英国、澳大利亚和中国等都针对风电并网制定了相应的风电场并网技术规定,各国的风电场并网技术规定都涉及了一些共性问题,在有功功率、无功功率、电压及频率方面提出了并网要求。

1) 对有功功率的控制。国内外的风电场并网技术规定都提到了风电场的有功功率控制,要求风电场连续运行和起停过程必须具有控制有功功率的能力,一方面控制功率变化率;另一方面根据电网需要限制风电场输出功率。此外,还提出了不同装机容量下不同时间尺度的风电场有功功率波动限值/波动率、风电场输出有功功率限制、风电场输出有功功率的调控速率等指标。限制风电场出力的主要目的是减小风电场对电网的不利影响。国内目前大部分风电场不具备有功功率控制能力,实现风电场的有功功率控制需要额外的控制系统,这不但会增加风

电场投资,而且会造成一定的发电损失。但可以通过配置储能系统,在实现风电场的有功功率控制的同时也可降低电能损失。

2) 对无功/电压控制的规定。各国对风电场无功功率的要求是通过风电场的功率因数范围来规定的,但各对风电场的功率因数的要求有一定的差异,大致分为规定功率因数值、功率因数范围、根据风电场出力水平规定功率因数、根据接入点的电压水平规定功率因数等几种情况。

2. 光伏并网技术规范

美国、德国等国家在光伏并网方面的标准,涉及的范围为分布式发电,并不限于光伏发电,标准中对光伏的低电压穿越能力做了规定。目前国内现行的光伏并网标准主要针对380V的小型光伏电站,针对并网性能,在电能质量、功率控制与电压调节、电网异常时的响应特性及安全保护方面做了规定;在电能质量方面针对不同的电站规模提出了1min和10min的有功变化最大限值;在功率控制和电压调节方面的基本原则是大中型光伏电站应具备相应电源特性,能够在一定程度上参与电网的调压、调频、调峰和备用。此外,小型光伏电站当做负荷看待,应尽量不从电网吸收无功或向电网发送无功,在电网频率和电压发生异常时应尽快切除。

5.3.3 储能容量配置方法

1. 依据工程经验的储能配置方法

1) 适用范围:储能系统配置在并网风电场侧,且已知风电有功功率数据和风电场内风力发电机组的信息。

2) 配置思路:综合参考以下列举的经验一、经验二为风电场配置储能系统。

① 经验一

参考风电场储能系统容量经验估算公式:

所需储能系统容量

$$= \frac{\text{风电机组单机额定容量} \times \text{台数} \times \text{单机输出功率波动量} \times \text{不同类型机组波动折算系数}}{\sqrt{\text{台数}}}$$

其中,对应永磁直驱、双馈机组、失速机组等不同机组类型,其波动折算系数取值分别为1.2、1.3、1.5。另外,单机输出功率波动量与风电场所处风资源分布有关,一般为0.2~0.6。

② 经验二

针对储能系统的不同应用功能,参考 5.3.1 节所列国内外典型范例,为风电场选择储能类型、设定储能规模。

2. 适用于大电网的储容配置方法

1) 适用范围:适用于传统的大电网,储能系统配置在风电场侧,已知风电有功功率历史数据及对应时间内风电并入的电网运行数据。

2) 约束条件:电能质量、克服风电的反调峰特性。

① 为提高电网接纳风电的能力,风储联合系统合成出力的单位时间有功功率波动量 λ_{ws} 应小于其并网电网能够忍受的风电场功率极限波动量 λ_{lim} 。这里 λ_{lim} 是在把风储合成出力当作与传统火电或者其他可控可调电源相同性质电源,不额外增加或者采取运行措施,确保电力系统安全稳定运行情况下,计算出来的单位时间的最大功率变化量。

$$\lambda_{ws} = \left| \frac{dP_w}{dt} + \frac{dP_s}{dt} \right| \quad (5-1)$$

$$\lambda_{lim} = \min \left[\left(\frac{dP_w}{dt} \right)_{stri+}, \left| \left(\frac{dP_w}{dt} \right)_{stri-} \right|, \left(\frac{dP_w}{dt} \right)_{str2+}, \left| \left(\frac{dP_w}{dt} \right)_{str2-} \right|, \dots, \left(\frac{dP_w}{dt} \right)_{stri+}, \left| \left(\frac{dP_w}{dt} \right)_{stri-} \right| \right] \quad (5-2)$$

$$\lambda_{ws} \leq \lambda_{lim} \quad (5-3)$$

式中, P_w 表示风电功率; P_s 表示储能系统充放电功率; $\left(\frac{dP_w}{dt} \right)_{stri+}$ 表示在第 i 类约束条件下,电网能够忍受的风电场功率极限增大速度; $\left(\frac{dP_w}{dt} \right)_{stri-}$ 表示在第 i 类约束条件下,电网能够忍受的风电场功率极限减小速度。约束条件可考虑如电网的运行电压范围、电网运行频率范围等。

此外, λ_{lim} 同时应该满足国家标准 GB/T 15945—2008 中的要求,见表 5-4。

表 5-4 风电场有功功率变化限值推荐表

风电场装机容量 /MW	10min 最大有功功率变化限值 /MW	1min 最大有功功率变化限值 /MW
<30	10	3
30 ~ 150	装机容量/3	装机容量/10
>150	50	15

② 为提高电网接纳风电的积极性,风储系统合成出力应该能够跟踪电网负荷波动规律,克服风电出力相对于负荷的反调峰特性。并网风电在一定程度上起

到“削峰填谷”作用，对系统运行更加友好。

③ 考虑到经济性，在确保一定的安全冗余度下，储能系统容量应最小。

评价指标：配置储能系统前后的风电波动率、风电反调峰概率

配置思路：适用于传统的大电网，为提高电网接纳风电的能力配置储能系统。在以保证风电波动在电网能够忍受的风电功率极限波动量范围内为前提，同时对负荷曲线划分区间为基础，克服风电出力在谷荷区和峰荷区的反调峰特性。定义储能系统充电功率为 P_{charge} ，储能系统的放电功率为 $P_{\text{discharge}}$ 。在不考虑储能系统自身的约束条件下，假设储能装置性能完全满足运行要求，基于电网负荷分布规律，为实现风储系统合成出力的目标，对负荷区间的划分原则和储能系统在不同的负荷区间的充放电策略如下：

a. 对负荷区间的划分原则。对于一个特定的电力系统，其负荷基本呈现以天为周期的波动变化规律，同时存在谷荷区和峰荷区。在谷荷区，系统承受风电出力上升的能力较弱；在峰荷区，系统承受风电出力下降的能力较弱。因此，通过负荷区间的划分，可以确定系统的运行状态，为控制储能出力提供依据。

把日负荷划分为负荷下降区、谷荷区、负荷上升区和峰荷区，如图 5-56 所示。

b. 储能系统在不同的负荷区间的充放电策略。

负荷下降区储能系统充放电策略。在负荷下降区，储能系统需要在平抑风电对系统冲击的同时，确保达到负荷谷值区间前，储能装置具有较大的充电能力。

谷荷区储能系统充放电策略。在谷荷区，系统对风电出力波动非常敏感，尤其出力正向波动时会产生挤出效应，会进一步恶化系统运行环境，所以储能系统应全部“补偿”风电向正方向变化多余的能量。

负荷上升区储能系统充放电策略。在负荷上升区，储能系统在平抑风电对系统冲击的同时，要确保在达到负荷峰值区间前，储能装置具有较大的放电能力。

峰荷区储能系统充放电策略及其数学模型。在峰荷区，系统对出力波动非常敏感，尤其出力负向波动时会产生反调峰效应，会进一步恶化系统运行环境，所以储能系统应全部“补偿”风电向负方向变化减少的能量。

3. 基于低通滤波的平抑风电波动

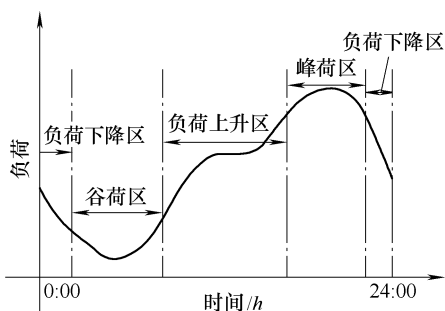


图 5-56 负荷区间划分示意图

1) 适用范围: 储能系统配置在风电场侧, 且已知风电有功功率数据及选用储能系统的 SOC 运行范围。

2) 约束条件: 风电波动率、储能系统 SOC 的运行范围。

3) 评价指标: 配置储能系统后的风电波动率、储能系统规模最优。

4) 配置思路: 将风电实时运行数据通过一阶低通滤波得到平滑目标, 风电实时运行数据与平滑目标做差, 得到储能系统应吸收/释放功率值, 控制储能出力平滑风电波动。

影响一阶低通滤波平滑效果的关键参数是平滑时间常数 (T), 通过设定不同的平滑时间常数进行仿真计算, 综合考虑电能质量和储能容量, 从而得出较为合理的平滑时间常数和对应的储能系统规模。再以综合考虑风电波动率和储能系统 SOC 运行范围为约束条件, 引入优化算法实时在线调节平滑时间常数, 以满足风电波动率和储能系统 SOC 运行范围为前提, 优化控制效果。然后通过引入储能系统 SOC 主动调节机制, 在风电波动较小时, 通过控制储能系统充放电实现储能系统的 SOC 更快的向 SOC 参考值 50% 靠拢, 使储能系统在工作过程中具有更好的充放电能力, 提升储能系统的经济性与技术性。

4. 基于国家标准的平抑风电波动

1) 适用范围: 储能系统配置在并网风电场侧, 且已知风电有功功率数据。

2) 约束条件: 风电有功功率波动限值。

3) 评价指标: 配置储能系统后的风电波动幅值。

4) 配置思路: 参考 GB/T 19963—2011《风电场接入电力系统技术规定》, 以风电波动幅值为控制目标配置储能系统, 降低风电的波动幅度。同时考虑随着风电并网规模的扩大, 在不增加电网调频、调峰能力的情况下, 可能需要降低波动限值。在这两种情况下都可以考虑采用如图 5-57 所示控制流程应用储能来降低风电波动, 改善并网风电质量。当风电的波动大于并网限值时, 控制储能系统充/放电, 使风电波动在限值之内。

图 5-57 中, ΔP_{lim1} 为国家标准中的波动限值; ΔP_{lim2} 为自定义的波动限值, 考虑随着风电并网规模的扩大, 在不增加电网调频、调峰能力的情况下, 可能需要降低波动限值, 自定义的波动限值 $\Delta P_{\text{lim2}} < \Delta P_{\text{lim1}}$; $P(k)$ 为 k 时刻的风电出力; $P_c(k)$ 为 k 时刻的风储合成出力; $P_b(k)$ 为 k 时刻的电池储能系统出力; $\Delta P(k)$ 为 k 时刻的风电波动幅值; $\text{flag}(k)$ 为 k 时刻的储能充/放状态标志符。

5. 适用于微网的以供需平衡为约束的储容配置方法

1) 适用范围: 并网或离网情况下的微网, 风电作为系统内的唯一电源。

2) 约束条件: 停供电率、溢出能量比。

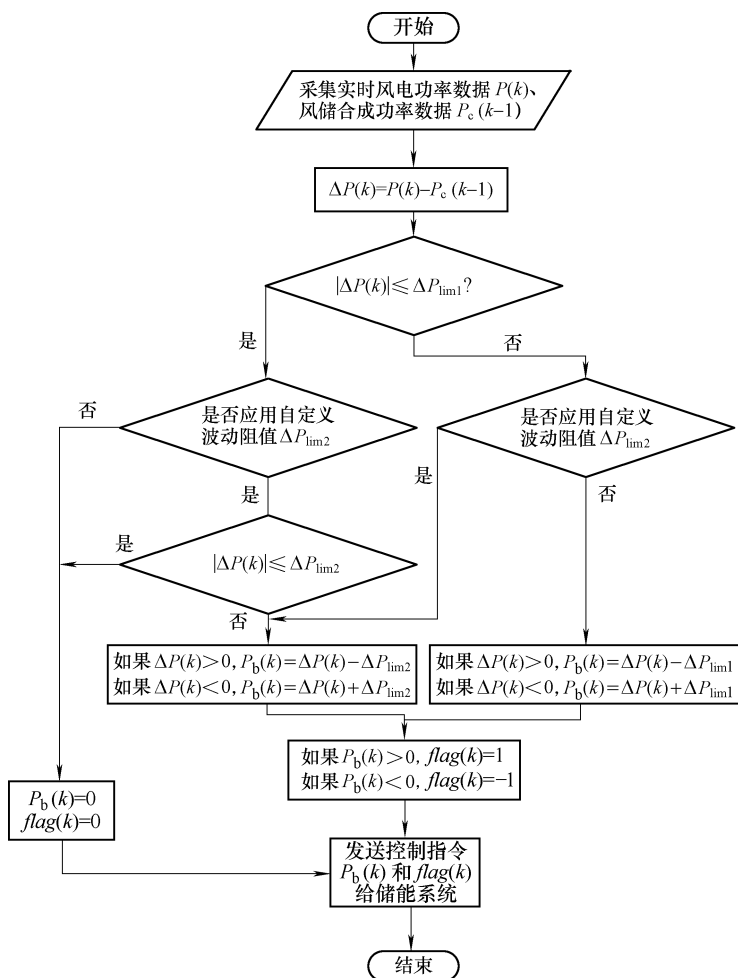


图 5-57 平抑风电波动流程图

① 停供电率 (LPSP)。

$$LPS(t) = [P_{\text{load}}(t) - P_{\text{wg}}(t)] \Delta t - [C_{\text{bat}}(t-1) - C_{\text{bat\_min}}] \eta_{\text{inv}} \quad (5-4)$$

在评价周期 T 内, 停供电率 LPSP 可定义为 T 时段内的停供电量与负荷需求总和的比率, 即

$$LPSP = \sum_{t=1}^T LPS(t) / \sum_{t=1}^T P_{\text{load}}(t) \Delta t \quad (5-5)$$

$LPSP$ 介于 $[0, 1]$ 之间, 取值 0 表示 T 时间内负荷需求始终得到满足; 取值 1 表示 T 时间内负荷需求从未被满足。一般工程标准要求停供电率在 2% 以内。

② 溢出能量比。

$$WE(t) = P_{wg}(t)\Delta t - \left(\frac{P_{load}(t)}{\eta_{inv}}\Delta t + \left(\frac{C_{bat\_max} - C_{bat}(t-1)}{\eta_{cha}} \right) \right) \quad (5-6)$$

溢出能量比 (Energy excess percentage, EXC), 定义为在一段时间 t 内, 溢出的能量 $WE(t)$ 与发出总能量的比值, 该比值常用作规划或衡量风储规模的指标, 值越小说明浪费的能量越少, 常见数值为 5% ~ 30%。其定义如下:

$$EXC(T) = \frac{WE(T)}{E_{tot}(T)} \quad (5-7)$$

3) 评价指标: 能量平均成本 LCE。

能量平均成本 (Levelized cost of energy, LCE) 是可再生能源发电的经济评价指标之一, 定义为全年支出与年发电量的比率, 即

$$LCE = \frac{PVC \cdot CRF}{E_{total}} \quad (5-8)$$

式中, 参量 E_{total} 原本表示年发电量, 此处用来描述电池系统的年储能量, 该值可以根据电池充放循环的历史记录、放电深度及充放电效率等信息获得; CRF 为资本回收因子 (Capital Recovery Factor); PVC 为现价值 (Present Value of Costs)。

$$CRF = \frac{d(1+d)^n}{(1+d)^n - 1} \quad (5-9)$$

$$PVC = IC + C_m + RC \quad (5-10)$$

$$C_m = C_{m0} \left(\frac{1+i}{r-i} \right) \left[1 - \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^T \right], r \neq i \quad (5-11)$$

$$RC = U_c C_n \sum_{k=1}^{N_{rem}} \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^{(Tk/N_{rem}+1)} \quad (5-12)$$

式中, d 为年贴现率; n 为系统服务寿命。 i 为通货膨胀率。 r 为年利率, IC 表示初始投资 (Initial Cost), 包括系统所有硬件设备、后勤工作、工程安装以及场地建设等; C_m 表示系统的运行维护费用的现价值, C_{m0} 表示首年的维护支出费用, 实际上是 IC 中的一个组成部分; RC 表示更换系统时发生的费用的现价值; U_c 表示单位设备的成本 (美元/W · h); C_n 表示设备的标称值 (Wh 或 W); N_{rem} 表示在 T 年内所更换的设备元件的数量。

4) 配置思路: 配置方法适用于风力发电作为唯一电源的微网。为满足负荷需求, 为风电配置储能系统, 以停供电率和溢出能量比为约束条件, 同时计算风电和储能系统的规模, 并以能量平均成本评价配置储能后的经济性。

在离网条件下, 以微网的负荷需求为控制目标; 在并网条件下, 首先将微网的负荷及与大电网交互的功率累加得到微网的净负荷, 以微网的净负荷为控制目

标。

首先固定风电规模（额定功率），根据风电规模，依据经验设定储能电池额定功率为风电额定功率的50%，工作时间为2h，并设定SOC初始值为50%。依据工程标准约束条件停供电率应在2%以内和溢出能量比介于5%~30%之间。

以负荷曲线为控制目标，以设定的储能额定功率和容量为基础，开始仿真计算，过程中不断增加储能容量，可视情况增加步长。

① 若在当前储能容量下，风能可以很好的被吸收，且负荷停供电率不高于设定值，则认为当前储能容量较为合理。

② 若停供电率很高，综合考虑风电规模、储能规模，若此时停供电量很高主要在于风电规模过小，需扩大风电规模，直到停供电率满足条件。

以负荷曲线为目标，以停供电率为循环约束条件，调整当前的风电规模，保证停供电率小于2%，并参考市场上风力发电机的装机容量等级，得到满足控制要求和工程实际的风电规模。在风电规模一定的条件下，本着不过多浪费风电的原则，以溢出能量比为循环约束条件，调整储能容量，保证溢出能量比不超过30%，从而得到满足要求的储能容量。然后再综合考虑停供电率和溢出能量比，判断得到的风电规模和储能容量在双重约束条件下是否满足要求，如不满足要求再进行调整，直至得到满足双重约束条件的风电规模和储能容量。

得到合理的储能容量后，引入能量平均成本衡量储能的经济性。从式（5-17）中可以看出，储能的LCE值越小，平均成本越小，应用储能的经济性越高，反之，应用储能的经济性越低。

5.4 储能系统经济性评估

5.4.1 经济评估的必要性

随着电池技术的进步，为节能环保的开展提供了有效手段，并成为现阶段电力储存方式的首选。就目前技术发展水平而言，各种先进的化学电池（锂电池、钠硫电池、全钒液流电池等）的功能特性、适用规模及其投资成本等都有较大差别。为了提高储能系统性价比，除了要积极发展储能技术本身，还需要从经济的角度优化储能系统的配置，针对其在电力系统的各种应用场合，展开全面的分析比较，从而得出如何评价储能电池、如何选择适用的电池系统以及如何优化储能系统配置等结论。这也是推广电池储能技术应用的必要环节。

电池储能系统的经济评估，主要集中于电池模块的投资成本及系统投运后的

操作与维护 (O&M) 费用, 同时还应计入由于储能系统的应用而为电力系统间接带来的效益或收益 (包括设备损耗的降低或工作效率的提高或峰谷电价差的利用等方面)。其中, 电池成本的经济评估受负荷特性、储能系统 (BESS) 参数及工作模式的选择 (单独运行 BESS、Standby、联合运行等) 等因素的影响, 因此, 可以根据电池储能适用的电力系统典型应用场合, 并根据各种电力应用界定电池系统的技术规范 and 参数要求, 对储能系统经济性进行评估。

5.4.2 电池储能经济性影响因素

首先, 从节能环保的背景来看, 储能应用属于政策性产物, 也是社会 and 科学发展的趋势。就其社会效益而言, 电价结构将是影响储能系统经济评估的重要因素之一。

其次, 从储能系统的应用来看, 系统实现的功能及其运行模式决定了储能系统得规模及参数, 从而决定了系统的初始投资、运行维护费用以及保护控制策略等。因此, 系统规模及其运行模式成为了另一个影响储能系统经济性的因素。

再次, 从现有技术水平来看, 储能设备的材料和装配工艺, 及其管理系统的集成技术方案, 都是影响储能系统经济评估的重要因素。

此外, 储能系统有助于推迟现有系统的增容改造、有益于延长设备寿命等作用, 均与时间关联, 因此要涉及通货膨胀率和贴现率的考虑。又因为部分成本信息的保密或市场波动的未知性而造成经济评估误差, 使得这些不确定性因素都成为评估储能系统经济性的影响因素。

5.4.3 电池储能系统经济分析

1. 静态经济分析

静态经济分析的评价指标为投资回收期 N 。投资回收期定义为投建该储能系统比参照系统所增加的投资费用 ($\Delta COST$) 与该储能系统投运后每年节约的运行费用 ($\Delta Saving$) 的比值, 即

$$N = \frac{\Delta COST}{\Delta Saving} \quad (5-13)$$

式中, $\Delta COST = COST_{\text{bess}} - COST_{\text{ref}}$; $\Delta Saving = Charge_{\text{ref}} - Charge_{\text{bess}}$ 。其脚注 bess 表示电池储能系统的投资成本和能耗支出; ref 表示参比系统的投资成本和能耗支出。在投资回收年限之后, 其每年节省的运行费用则为用户净收益。

该方法适用于短期回收工程, 如 $N \leq 5$ 年。静态评估方法简单而直观, 可用于筛选并列的几种替代方案, 例如在电池储能系统应用中, 关于电池种类锁定铅

酸电池、钠硫电池还是全钒电池的问题。

2. 动态投资回收期法

在涉及动态投资的经济评估中,除了考虑系统初始投资和运行维护费用,还考虑到时间价值的影响,包括通货膨胀率、利率以及贴现率等。设储能系统投用后收益为 NPV_{bess} , 而投资成本以及运行支出为 NPV_{cost} , 则利润为

$$Profit = NPV_{\text{bess}} - NPV_{\text{cost}} \quad (5-14)$$

$$NPV_{\text{bess}} = \sum_{t=1}^T \frac{Revenue_{\text{bess}}}{(1+r)^t} \quad (5-15)$$

$$NPV_{\text{cost}} = \sum_{t=1}^T \frac{Cost_{\text{bess}}}{(1+r)^t} \quad (5-16)$$

式中, T 表示储能系统的服务年限; r 表示考虑投资时间价值的贴现率; $Revenue_{\text{bess}}$ 表示储能系统的年收益; $COST_{\text{bess}}$ 表示储能系统的年支出。将式 (5-15)、(5-16) 代入式 (5-14), 可根据收支平衡原则确定回收期, 计算方法如下:

$$\sum_{n=1}^N \frac{(Revenue_{\text{bess}} - Cost_{\text{bess}})_n}{(1+r)^t} \geq \sum_{k=1}^K \frac{Invest_k}{(1+r)^k} \quad (5-17)$$

式中, N 为动态投资回收年限, K 为投资结束的年限; r 为贴现率; $Invest_k$ 为第 k 年的追加投资; $Profit_n = (Revenue_{\text{bess}} - Cost_{\text{bess}})_n$ 为第 n 年的净收益。由式 (5-17) 即可得到关于 N 的表达式。

3. 寿命周期分析法

寿命周期分析法是从储能系统使用寿命周期的角度进行经济分析的。寿命周期投资包括系统服务期内所有的投资费用、建筑能耗费用、设备追加及维修、安装及材料更换等, 以及其他与投资相关的费用。在该方法中, 所有资金量都要考虑与当前资金的等价性, 均需转换成当前净资金 (Net Present Value, NPV), 即净现值 NPV 。

$$NPV = \sum_{n=1}^T \frac{Profit_n}{(1+r)^n} - COST_{\text{inital}} \quad (5-18)$$

式中, $COST_{\text{inital}}$ 表示储能系统的初始一次性投资; 其他同上。当 $NPV > 0$ 时说明该方案可行。若多个并列方案横向对比, 在使用寿命 T 相同的前提下, NPV 最大的方案为最优。

无论采用哪种经济分析方法, 其结果必然存在误差。成本评估误差通常源于两种原因:

1) 厂商知晓但拒绝公开的价格信息。这部分往往被视作商业机密或私有资产, 包括机密原材料、特有的制作方法、加工成本以及将来预期的批量生产的成

本降幅。

2) 厂商和相关部门都无法确定的信息。例如原材料将来随市场价格的波动以及有待开发的新兴材料成本等。

4. 实物期权法

实物期权方法可用于研究不确定环境下的投资决策问题, 反映决策灵活性和不确定性的价值, 弥补静态经济分析方法的不足。实物期权定价的二叉树分析方法由 John Cox、Stephen Ross 和 Mark Rubinstein 提出, 通常采用连续时间的 Black - Scholes 模型或离散时间的二叉树模型 (见图 5-58)。考虑投资

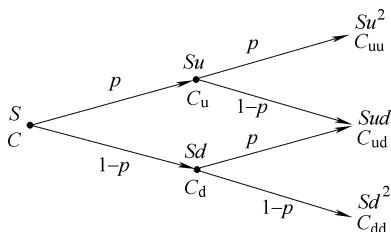


图 5-58 二叉树分析模型

决策的不确定性, 将期权的有效期间分为若干个时间间隔, 根据资产价值 S 的波动情况, 确定资产价值在各时间间隔的上涨幅度和下跌幅度、资产运动的上升概率和下降概率, 建立资产变化的树形图, 最后通过树形图倒推, 计算实物期权的价值 C 。综合分析项目的实物期权价值和项目投资的净现值 NPV 评价项目投资的经济性问题。

上涨幅度、下跌幅度、上升概率由风险中性定价原理得出, 如下

$$u = e^{\sigma \sqrt{\Delta t}} \quad (5-19)$$

$$d = 1/u = e^{-\sigma \sqrt{\Delta t}} \quad (5-20)$$

$$p = \frac{e^{r\Delta t} - d}{u - d} \quad (5-21)$$

式中, r 代表无风险利率, 在整个投资项目寿命期内, 视为常数; σ 为资产回报率的瞬时标准差, 假定为常数; u 和 d 分别代表标的资产价值在各区间上升和下降的幅度; Δt 为时间间隔; p 代表标的资产价值在各区间上升的概率; C 代表期权的价值。

实物期权价值 C 的求解。假设在 t_0 时刻有一项目投资机会, 其期权价值为 C_1 , 到期日是 t_1 时刻, t_1 时刻 C_1 的执行 (执行价格是 I_1) 将产生现金流价值 V_1 , 若 t_2 时刻有另一项目投资机会, 在 t_1 时刻其实物期权的价值为 C_2 , 依此类推。为便于理解, 可参考图 5-59。

第一阶段的标的资产价值 C_1 是 C_2 和 V_1 的总和, 价值 V_1 在 C_1 的有效期 $[t_0, t_1]$ 内以概率 p 变为 uV_1 , 或者以概率 $1-p$ 变为 dV_1 , 从而根据二叉树定价方法和风险中性的定价原理, 可以得出在第一阶段的期初 t_0 时刻的价值 C_1 为

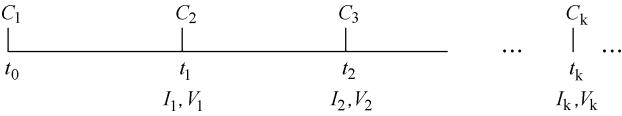


图 5-59 实物期权示意图

$$C_1 = e^{-r} \left[p_1 \times \max \left\{ C_2 + V_1^+ - I_1, 0 \right\} + (1 - p_1) \times \max \left\{ C_2 + V_1^- - I_1, 0 \right\} \right]$$

(5-22)

5.4.4 算例分析

以储能提高风电接纳能力为例，分析风电场中配置储能系统的经济效益。据统计全国各主要风电基地平均限电量占风电总发电量的比重均超过 10% 以上，以一个 50MW 的风电场、年发电 2000h、风电上网电价 0.6 元/kW·h 计算，年弃风量约 10000MW·h，因弃风带来的直接经济损失 600 万元。储能系统以削峰填谷模式运营，其存储的电能来自风电场的弃风。

根据已有的应用案例以及风电场功率、储能功率和容量之间的配比，风电场与储能电站容量合适配比关系为储能电站 = (10% ~ 15%) × 风电场功率。假定在该风电场中规划建设 5MW/10MW·h 储能系统，使用寿命 $T = 20$ 年， $E_{\text{EES}} = 7200\text{MW} \cdot \text{h}$ ， $R_{\text{out}} = 0.61$ 元/kW·h， $C_{\text{coal}} = 0.32823$ 元/kW·h，常规燃煤发电的环境成本为 0.109186 元/kW·h，分析三种储能系统的经济效益。设定贴现率 $i = 10\%$ ，分析储能系统的直接效益时，项目投资的净现值为 NPV_1 ；综合考虑直接效益、节煤效益、环境效益时，项目投资的净现值为 NPV_2 。

从表 5-5 可知，仅考虑储能系统的直接效益，在现有的储能系统成本条件下，三种类型储能类型在其运营期内均不能实现盈利，进而考虑煤效益、环境效益，锂离子电池可回收投资成本。储能系统投资的经济性与储能系统成本和储能系统的运营效益有很大关系。

表 5-5 三种类型储能技术项目投资净现值 (单位：万元)

	C_I	NPV_1	NPV_2
锂离子电池	6000	-2388.4	6.5
全钒液流电池	9000	-5389.4	-2994.5
钠硫电池	7500	-4025.8	-1630.8

上述分析基于传统的净现值法采用给定的净现金流进行分析，不能反映决策者针对环境变化作出投资调整的主观能动性，面对项目投资的不可逆性、不确定性、可持续发展性等问题时，实物期权理论是分析不确定环境下投资决策问题的

最新方法。下面运用实物期权理论中二叉树期权定价模型深入分析风电场中配置电池储能系统的经济性。当 $r = 5.5\%$ ， $\sigma = 15\%$ 时，分析结果见表 5-6。

表 5-6 算例经济分析结果统计

	C_I	$NPV_1 + C$	$NPV_2 + C$
锂离子电池	6000	-2388.4 + 0	6.5 + 206
全钒液流电池	9000	-5389.4 + 0	-2994.5 + 0
钠硫电池	7500	-4025.8 + 0	-1630.8 + 0

由表 5-6 可知，目前的储能系统成本及收益水平下，锂离子电池的投资经济性优于全钒液流电池、钠硫电池。

以风储联合应用为对象，基于储能系统成本、收益的深入分析，采用实物期权理论，分别从风电场业主角度和社会效益角度研究了锂离子电池、全钒液流电池、钠硫电池储能系统投资的经济性问题。结果表明，在目前的储能系统成本条件下，锂离子电池储能系统的投资经济性优于全钒液流电池、钠硫电池。从社会效益角度，综合分析储能系统的直接效益、节煤效益、环境效益时，其投资收益为正。鉴于储能系统在电力系统稳定性中的重大作用，政策制定者可以以储能系统的节煤效益、环境效益为依据，提出对储能项目的补贴政策。

第 6 章 风光储系统工程案例

大规模储能与大容量风力发电、太阳能发电等可再生能源发电系统的结合是可再生能源发展的趋势。借助储能装置来抑制间歇性电源的固有波动，使风电这种间歇性、波动性很强的可再生能源变得可控、可调，使电网对这种最接近规模化发展的能源调度变为可能。我国河北省张北地区风力资源与太阳光照资源均极为丰富，具备典型代表性，比较适合建设大型风力发电场和光伏电站。国家电网公司在该地区建设并展开试验运行了风光储示范项目。本章通过介绍该示范项目的各个主要组成系统，简单描述了风光储联合系统在实际应用中所涉及的关键技术与工程实现方法。

6.1 示范工程现状

6.1.1 国外储能技术规模化应用项目

近年来国外在电化学电池本体技术取得突破的基础上，开展了 200 多项示范工程，确立了以储能方式提高间歇电源可控性的有效途径。同时在日夜峰谷差调节，电能质量控制等领域也展开了实验，并应用大规模储能系统于电力系统调频，提高了其可再生能源的并网接纳能力。这些应用示范工程主要集中在美国和日本。2006 年，美国南卡罗来纳大学研制了小型超级电容器锂离子电池混合储能实验原型，用于可再生能源发电和微网；2007 年，日本富士电机公司研发了蓄电池超级电容器混合储能，并在日本西目风电场建立了 2MW 储能系统示范工程，以平衡风电并网功率波动；2008 年，日本建设 Wakkanai 5MW 并网光伏示范项目，项目中采用了 1.5MW 钠硫电池和 1.5MW 超级电容器的储能系统。

此外，国外部分国家开展了兆瓦级超导磁储能、超级电容器储能、压缩空气储能、飞轮储能等储能方式的示范运营。部分国外典型应用储能系统的示范项目参见表 6-1。

表 6-1 部分国外储能系统示范项目

储能方式	地点	应用功能	储能方式说明	投产时间
电化学储能	美国 Kahuku 风电场	平滑不稳定风电的输出功率	30MW 风电场, 15MW 储能系统	2011 年
	丹麦	风/储发电系统	15kW × 8h 储能系统	2006 年
	日本 Rokkasho	改善预测, 功率调节, 备用电源	51MW 风电场, 34MW/254MW · h 储能系统	2008 年
	日本 Tomama 风电场	稳定风电场的输出功率	30.6MW 风电场, 4MW/6MW · h 储能系统	2005 年
	日本北海道风电场	稳定风力发电机组的输出功率	270kW 风力发电机组, 170kW/1MW · h 储能系统	2001 年
	爱尔兰 Some 风电场	调峰, 改善电能质量, 提高可靠性	38MW 风电场, 1.5MW/12MW · h 储能系统	2006 年
	澳大利亚国王岛风电场	强化当地电网频率和电压控制	五台 259 ~ 850kW 容量不同的风力发电机组, 200kW/800kW · h 储能系统	2003 年
	澳洲金岛风场	风/储/柴联合	200kW × 8h 储能系统	2003 年
	美国 Golden Valley 储能电站	事故备用	最大功率 27MW, 供电时间 15min 的镍镉电池	2003 年
	美国 Chemical 储能电站	削峰填谷	1.2MW/7.2MW · h 的钠硫电池储能站	2006 年
	美国南加利福尼亚锂电池储能系统	备用电源	2MW 锂离子电池储能系统	2009 年
	智利锂电池储能电站	辅助服务, 提供调频和旋转备用	12MW 储能系统	2009 年
		备用电源	20MW 锂电池储能系统	2011 年
	美国夏威夷 1.5MW 储能系统	调节太阳能发电站的不稳定电力输出	1.5MW 储能电池系统	2011 年
超导磁储能	美国	抑制系统低频振荡和支撑系统电压	30MJ/10MW	1982 年
	美国阿拉斯加电网	提高电网的供电可靠性	1.8GJ	1993 年
	美国威斯康星州公用电力北方环型输电网	避免电压凹陷和短路故障	6 × 3MJ/8MVA	2000 年

(续)

储能方式	地点	应用功能	储能方式说明	投产时间
超导磁储能	美国田纳西州 TVA 电管局 500 kV 输电网	维护输电网电压稳定性	8 × 3MJ/8MW	2002 年
	日本 Chubu 电力公司	提供瞬时电压补偿	7.3MJ/5MW	2002 年
	日本 Chubu 电力公司	补偿瞬时电压跌落	1MJ	2003 年
	日本 Hosoo 电站	提高系统稳定性和供电质量	10MW	2006 年
	德国 ACCEL	用于 20 kV · A UPS 系统，与电网相连以提高电能质量，同时发挥有源电力滤波器作用	150kJ	2002 年
	韩国电力研究所，Hyundai 重工	提高敏感负荷的供电质量	3MJ/750 kV · A	2006 年
超级电容器储能	德国科隆市 750 V 直流地铁配电网	—	21MJ/ 1MW	—
压缩空气储能	美国 McIntosh 电站	系统调峰	100 MW	1991 年
	美国 Ohio 州电站 Iowa 州电站 Texas 州电站		2700MW 268MW 540MW	在建
	德国 Huntorf 电站	热备用和平滑负荷	290 MW	1978 年
	日本 Sunagawa 电站	系统调峰	35MW	1997 年
飞轮储能	美国 Beacon Power 公司 Stephentown 项目	调频	20MW/ 5 MW · h	2011 年

6.1.2 国内储能技术规模化应用项目

目前，储能技术在国内尚未进入大规模应用阶段。针对电池储能技术对电力系统的调频，减少旋转设备备用容量，提高可再生能源的并网接纳能力等方面，我国相关的研究示范正在开展。国内部分储能系统示范工程见表 6-2。

表 6-2 国内部分储能系统示范项目

项目名称	应用功能	储能方式说明	投产时间
中国电力科学研究院张北风光储实验基地	测试储能技术在提高风电并网能力中的应用	1MW/1MW·h 磷酸铁锂电池系统 0.5MW/1MW·h 全钒液流电池系统	2009 年 12 月
深圳龙岗基地	削峰填谷	1MW/4MW·h 锂电池系统	2010 年
上海漕溪站的能源转换综合展示基地	储能电站	100kW/800kW·h 钠硫电池系统	2010 年
辽宁阜新彰武风电场	改善电能质量	5MW 电池储能系统	2011 年
南方电网兆瓦级宝清储能电站	削峰填谷, 对电网进行调频, 提高供电电能质量	10MW 储能系统	2011 年 10 月一期 3MW×4h 投运
国家风光储输示范工程(张北)	改善可再生能源电能质量及其运行可靠性	20MW·h 多类型电池储能系统	2011 年
国电辽宁塘坊储能型风电场	改善风电电能质量和可靠性	5MW×2h 储能系统	不详
比亚迪湖南长沙 10MW 级储能电站	削峰填谷	22.5792MW·h 储能系统	预计 2013 年 8 月投运

在这些示范工程中, 以中国电力科学研究院为主力建设的张北风光储实验基地, 在风储联合应用实验测试方面开展了大量研究工作(包括储能平滑风电出力波动、储能辅助跟踪风电计划出力、储能参与系统调频等)。在电池储能技术规模化应用示范中, 尤其是对国家风光储输示范工程, 具有良好的先期指导作用。

6.1.3 典型风光储案例简介

国家风光储输示范工程(见图 6-1)是财政部、科技部、国家能源局及国家电网公司联合推出的“金太阳工程”首个重点项目, 是国家电网公司建设坚强智能电网的首批重点工程, 是目前世界上规模最大的集风力发电、光伏发电、储能及输电工程四位一体的可再生能源项目。工程以“技术先进性、科技创新性、经济合理性、项目示范性”为标准, 以风光发电控制和储能系统集成技术为重点, 实现新能源发电的平滑输出、计划跟踪、削峰填谷和调频等控制目标, 从而解决新能源大规模并网应用的技术难题。



图 6-1 国家风光储输示范工程航拍图

国家风光储输示范工程位于河北省张家口市张北县和尚义县境内，规划用地 7500 余亩，规划建设 500MW 风电场、100MW_p 光伏发电站和 110MW 储能电站。一期建设风电 100MW，光伏发电 40MW_p，储能 20MW，配套建设一座 220kV 智能变电站。项目建成后，将成为国内最大的功率调节型太阳能光伏电站，国内首个电网友好型风电场，世界上规模最大的多类型化学储能电站，同时也是智能化运行水平最高、运行方式最为多样的新能源示范工程。

风光储系统总架构如图 6-2 所示，风力发电机组、光伏阵列和储能系统分别经过升压变压器接到 35kV 母线，再经过 220kV 智能变电站接入智能电网。本章将通过分别介绍风力发电系统、光伏发电系统和电池储能系统详细描述本案例的示范运行情况。

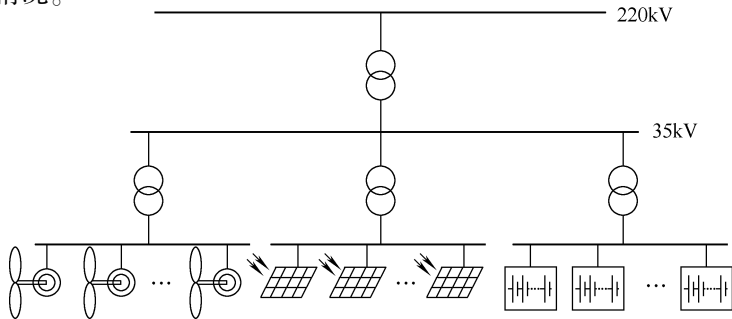


图 6-2 风光储系统总架构示意图

6.2 风力发电系统

6.2.1 风场概况

本案例为位于张北地区的中节能风电场，地处张北县西部的大河乡，西部紧邻尚义县，坐标于东经 $114^{\circ}21' \sim 114^{\circ}27'$ ，北纬 $40^{\circ}59' \sim 41^{\circ}07'$ 。风电场范围内最高海拔达 1780m，处于东亚大陆性季风气候中温带亚干旱区，年平均大风日数为 63.3 天，其中春季所占比例最大，具有丰富的风力资源，属于先决条件较为优越的风力发电场。

案例风电场共设计布局有 2 回出线。一号出线一期接有 33 台 1.5MW 双馈机组，共计 49.5MW，二期又增加 49.5MW 风力发电机组，共计 99MW；二号出线接有 94.5MW 风力发电机组。本节主要针对一号出线一期 49.5MW 风电场机群的历史运行数据进行分析介绍。

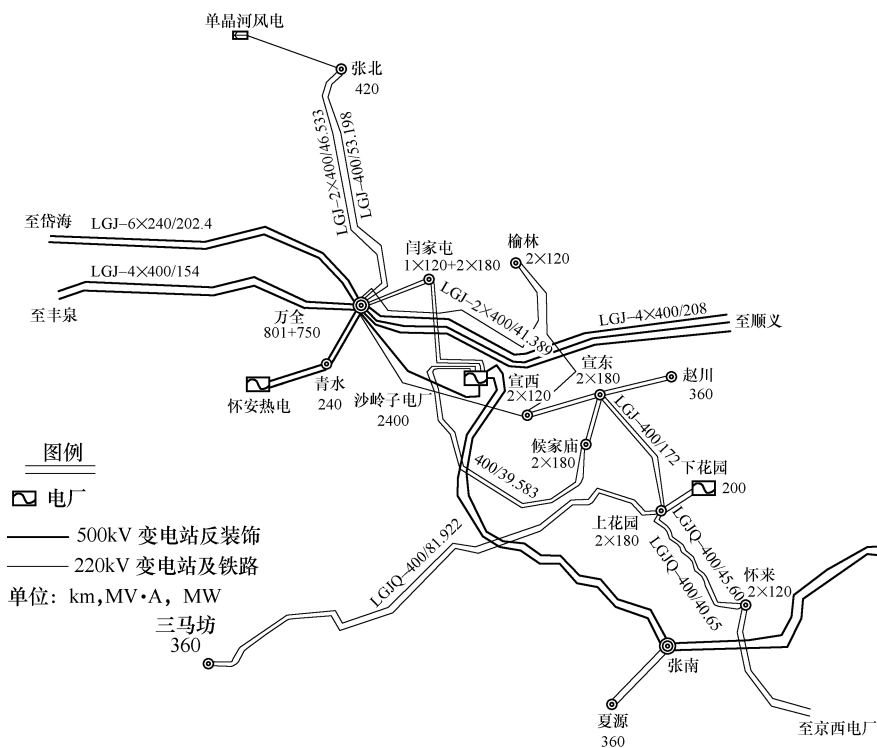


图 6-3 2008 年张家口地区电网现状图

截止到2008年12月,张家口地区电网有110kV及以上线路157条,线路总长为4733.445km,其中500kV线路1470.724km,220kV线路1038.8915km,110kV线路2159.0274km。共有110kV及以上变电站48座,主变压器101台,变电容量9928MVA,其中500kV变电站2座,220kV变电站12座,110kV变电站34座。具体电网系统接线图如图6-3所示。

张北风电场的接入方式采用一机一变单元接线方式,每台风力发电机接一台 $1.6\text{MV}\cdot\text{A}$ 升压变压器,将机端电压 0.69kV 升压至 35kV ,通过3回 35kV 线路送出,接入220kV站 $35\text{kV}/220\text{kV}$ 主变压器 35kV 侧,然后接入220kV侧。

6.2.2 风电场风速特性分析

本案例数据分析基于该风电场SCADA系统2008年6月至2009年5月的1号出线一期风电场数据,数据采样周期为 5min ,额定功率为 49.5MW 。通过风电场出力数据统计与分析,了解该地风电特性,并据此给出了风电场配套储能系统的初步设计数据。

从图6-4中可以看出,张北风电场风力资源较为丰富,平均风速达到了

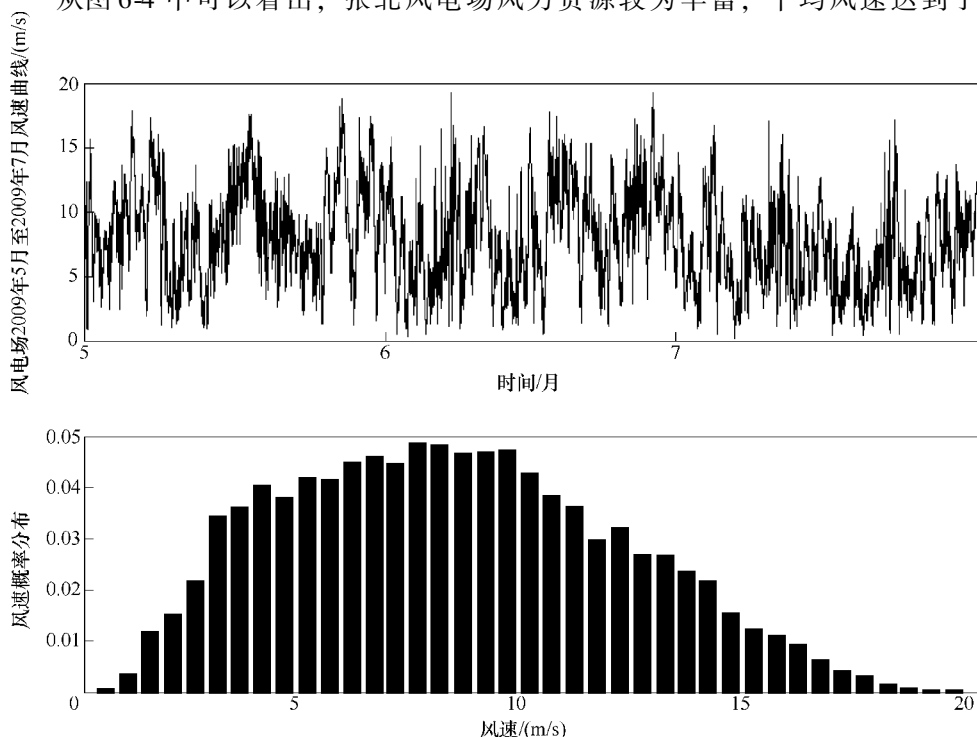


图6-4 风电场2009年5月至2009年7月底风速及概率统计曲线

7.9668m/s, 并且主要集中在 $4 \sim 14\text{m/s}$ 可以被风力发电机利用的风速段内, 达到了接近 80% 的概率。这也验证了风力发电场宏观和微观选址的正确性。

6.2.3 风电场出力特性分析

图 6-5 所示为张北风电场一年内有功功率输出及概率分布统计曲线。从图中可以看出, 风电场在超过半数的时间内发电量小于额定功率的 20%, 发电量超过 50% 的时间不足总时间的 20%。图 6-6 和图 6-7 是风电场在弱风和强风季节内有功功率输出及概率分布曲线。其中风电场弱风季节输出的平均有功功率约为额定功率的 15%, 强风季节输出的平均有功功率约为额定功率的 35%, 差异明显。因此说明张北地区的风力资源具有明显的季节性特点。从概率分布的结果来看, 在弱风季节中风电场输出功率基本在 50% 以下, 而在强风季节中风电场输出功率可以达到额定功率的 90%, 并且在各种输出功率下概率较为平均。

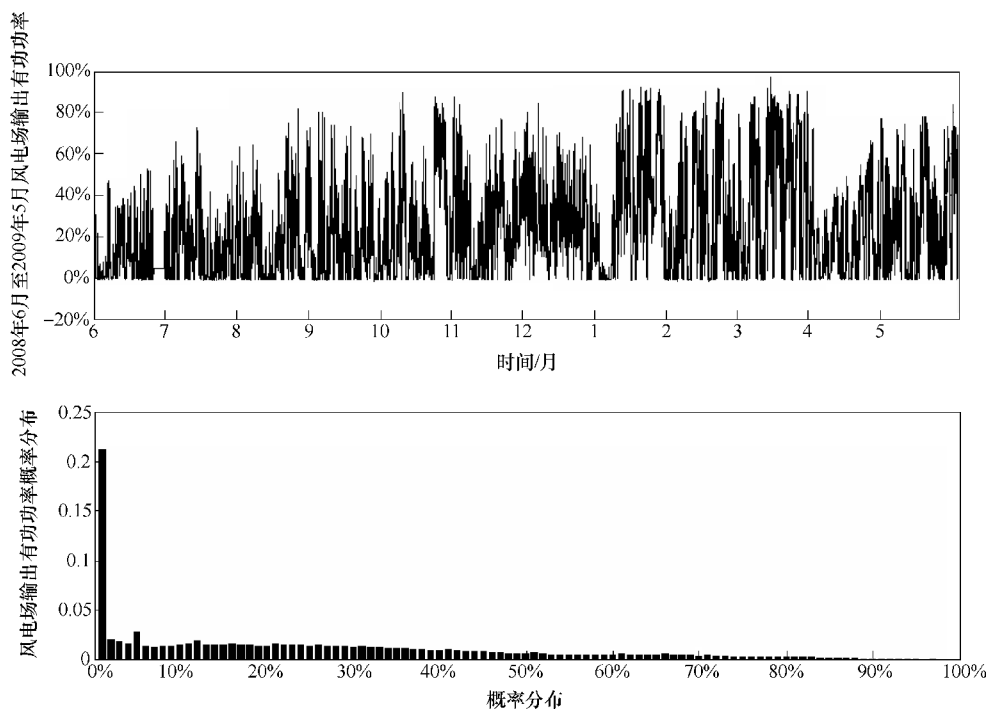


图 6-5 风电场一年内有功功率输出及概率统计曲线

图 6-8 ~ 图 6-14 为在不同时间尺度下风电场一年内输出有功功率变化量的曲线。从这些图中可以看出, 随着时间尺度的增加风电场输出有功功率的变化量在大变化量区间出现了明显的增长, 并且相应的概率分布更加向大变化量区间移动。图 6-14 显示在一天的时间尺度下风电场输出有功功率的概率分布, 它与图

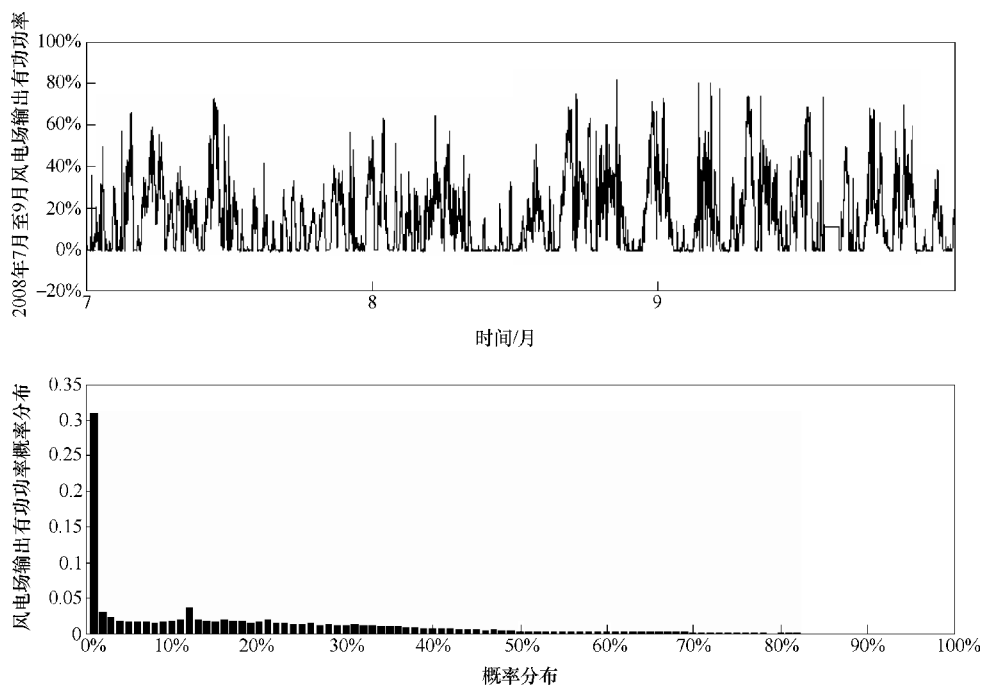


图 6-6 风电场弱风季节内有功率输出及概率统计曲线

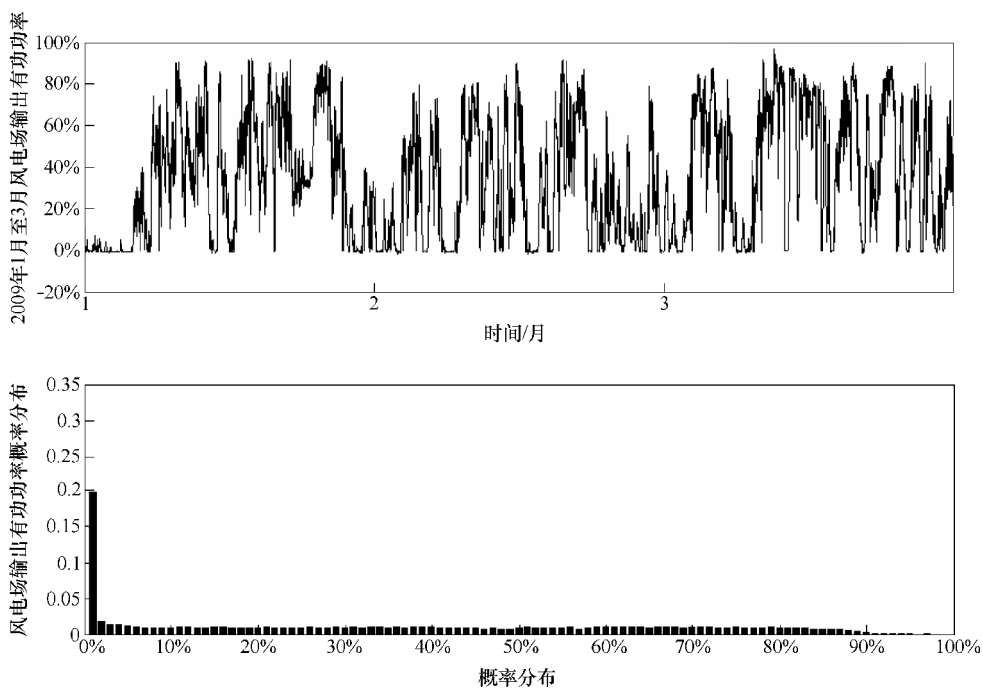


图 6-7 风电场强风季节内有功率输出及概率统计曲线

6-8 ~ 图 6-13 中分钟至小时级的统计结果出现了很大的差异。这说明风电场输出有功功率的波动在不同的时间尺度下会呈现出不同的特点，需要结合电力系统的需求选择相应的时间尺度进行研究分析。

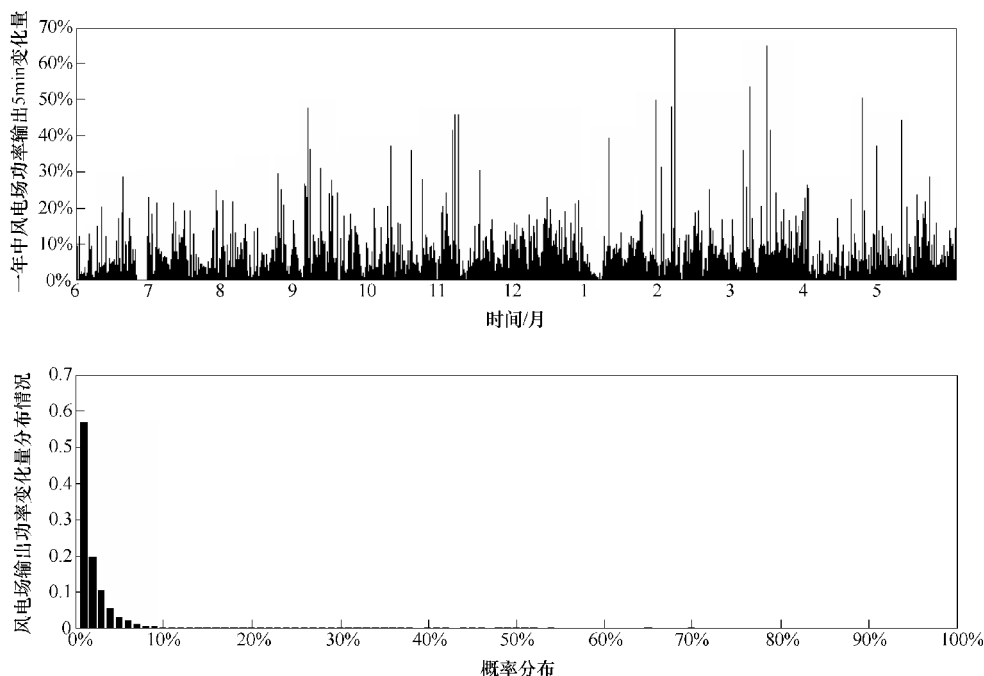


图 6-8 风电场一年内输出有功功率 5min 变化量曲线

根据 GB/T 15945—2008 《电能质量 电力系统频率偏差》中的规定，张北风电场的有功功率 1min 内最大波动不能超过风电场装机容量的 20%（即 20MW）。使用 5min 的曲线作为 1min 波动的近似，这会达到比国家标准更严格的结果。图 6-8 显示了在某些时刻风电场的波动曲线超过了标准的允许值（20MW），因此风电场添加储能设备是必要的。

图 6-15 ~ 图 6-21 分别为取 5min、30min、1h 和 2h 作为平滑时间常数时风电场输出有功功率在不同时间尺度下的变化曲线。从图中可以看出，越大的平滑时间常数可以越好地平滑风电场有功功率输出的波动。随着观测时间尺度的增加，相同平滑时间常数的效果越来越不明显。这是因为随机事件会在大时间尺度下产生更大的影响。在 5min 的时间尺度下选取平滑时间常数为 5min，30min，1h 和 2h 时可以将风电场输出有功功率的变化率分别抑制在 $\pm 20\%$ ， $\pm 10\%$ ， $\pm 5\%$ 以及 $\pm 3\%$ 之内。而在 1 天的时间尺度下，4 种不同平滑时间常数的差异并不明显。

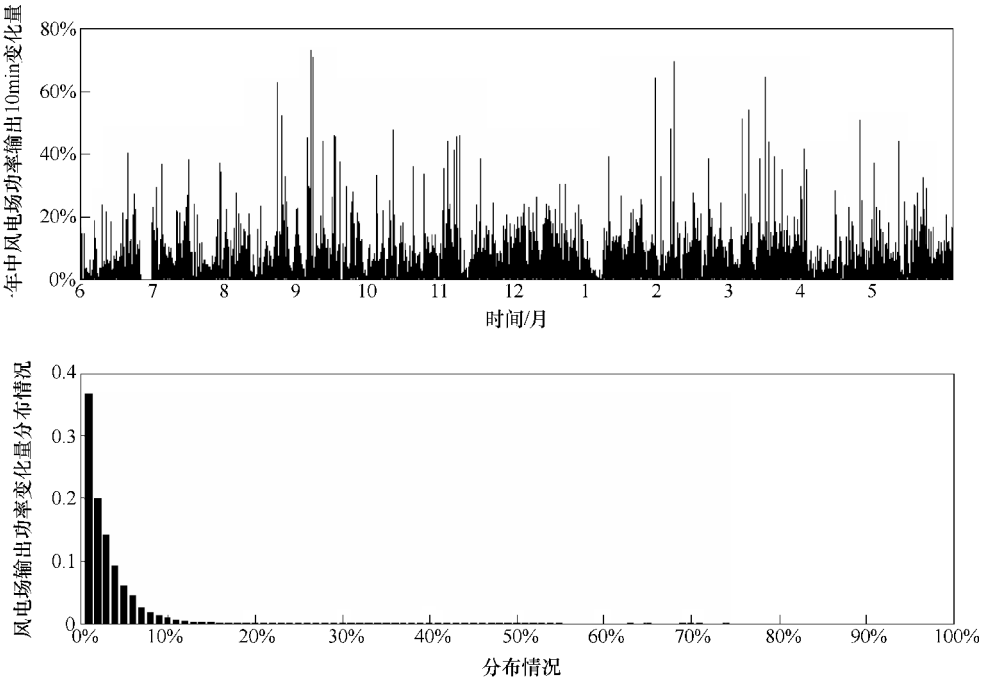


图 6-9 风电场一年内输出有功功率 10min 变化量曲线

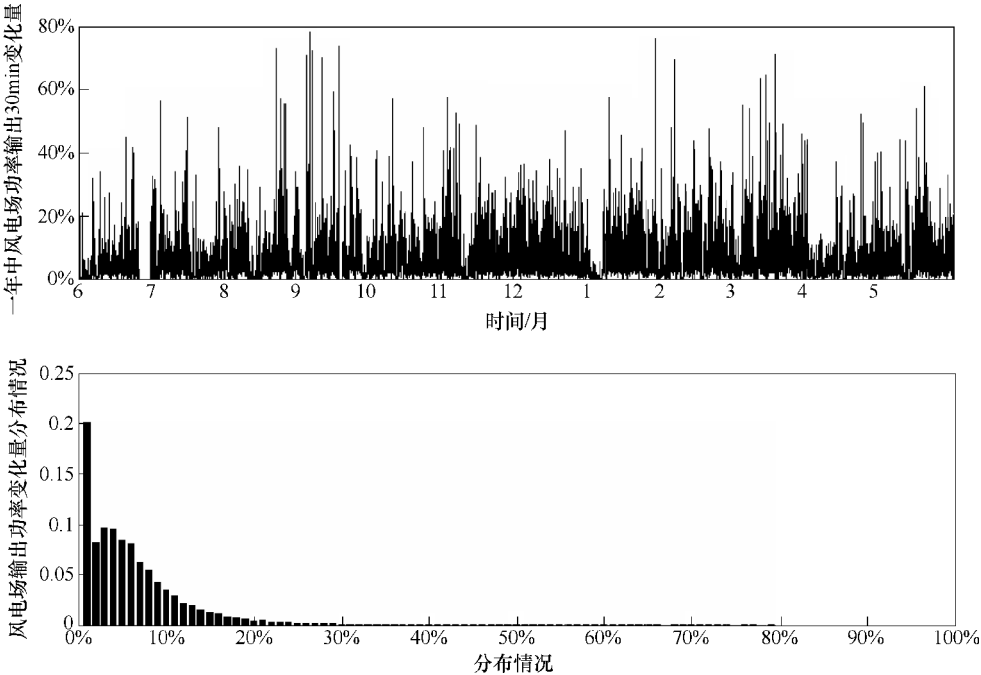


图 6-10 风电场一年内输出有功功率 30min 变化量曲线

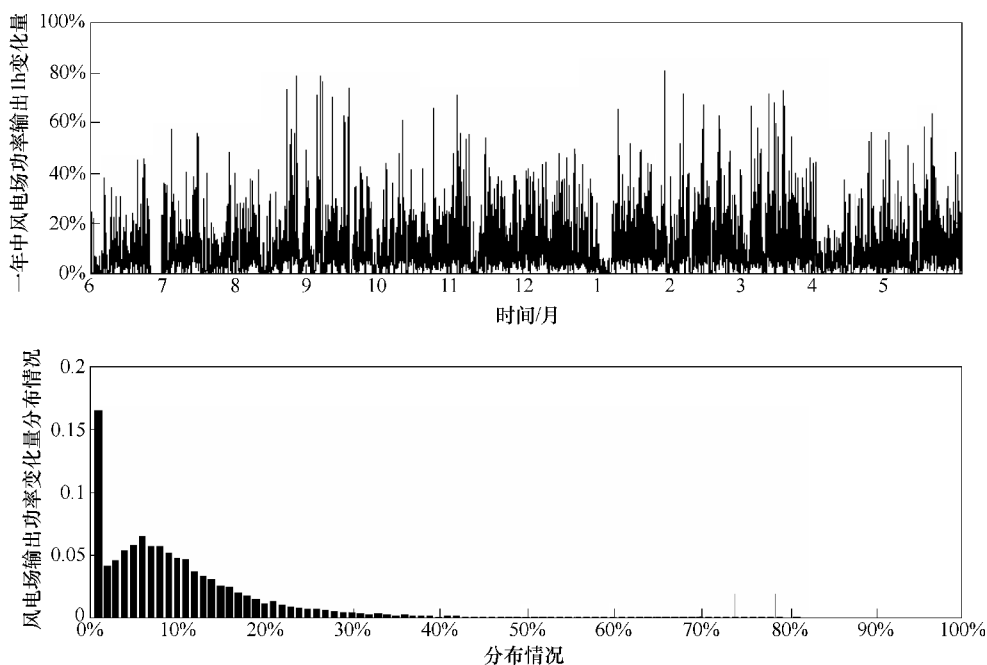


图 6-11 风电场一年内输出有功功率 1h 变化量曲线

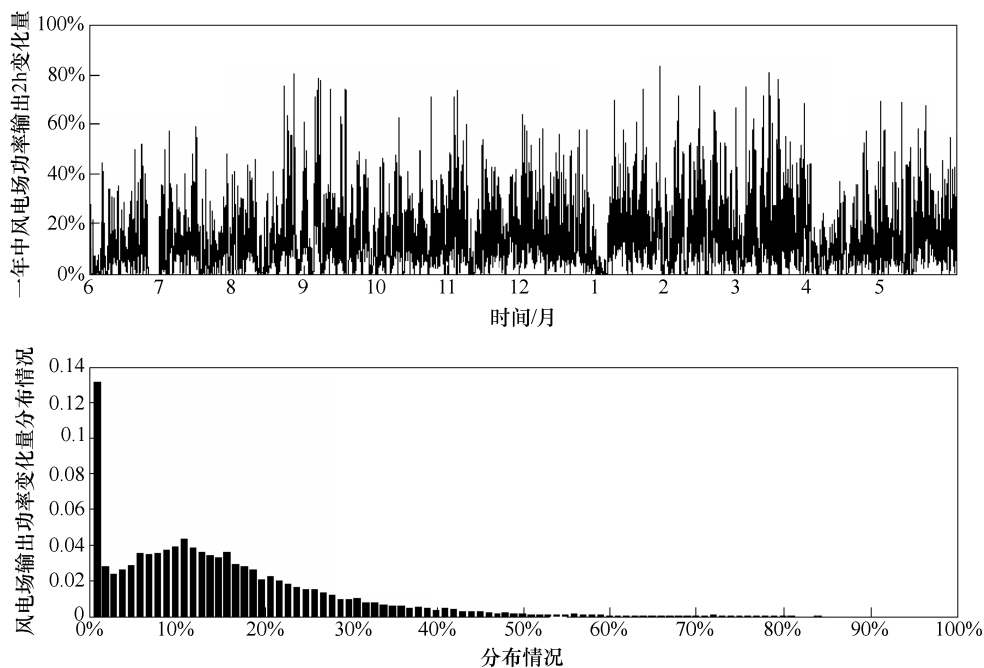


图 6-12 风电场一年内输出有功功率 2h 变化量曲线

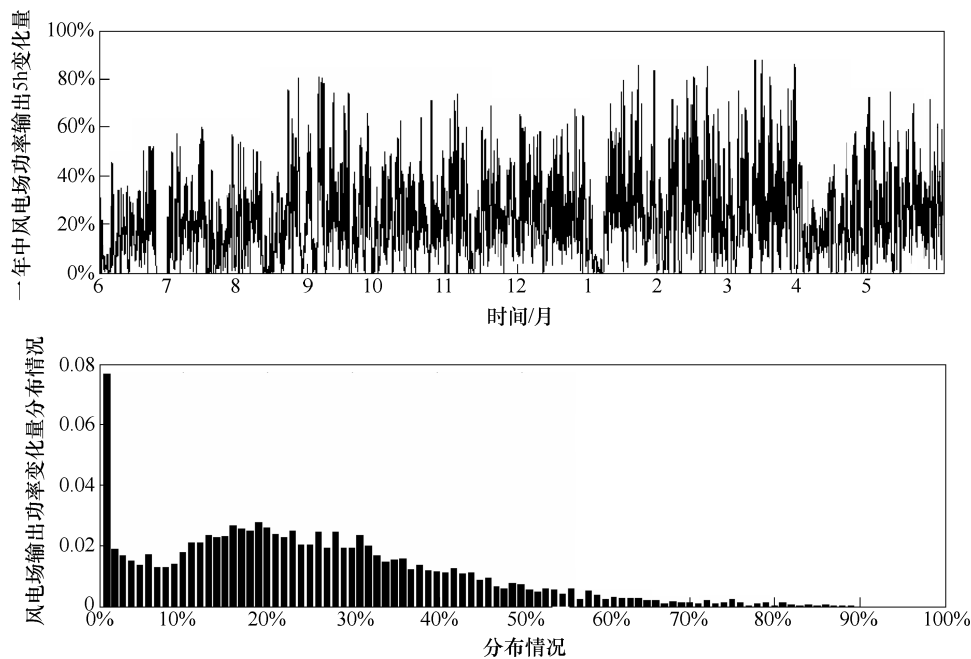


图 6-13 风电场一年内输出有功功率 5h 变化量曲线

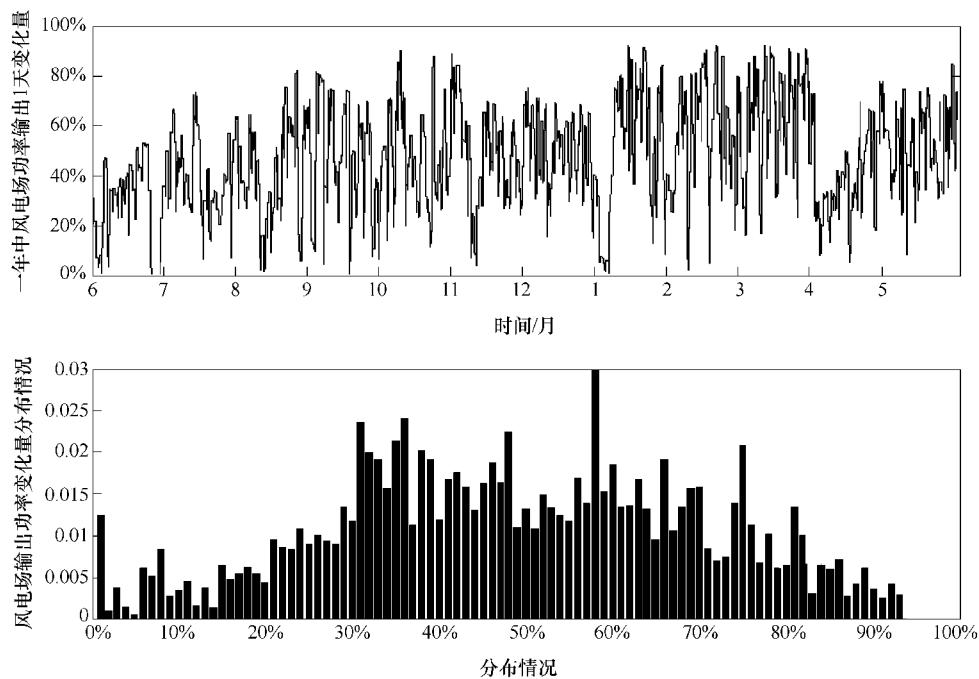


图 6-14 风电场一年内输出有功功率 1 天变化量曲线

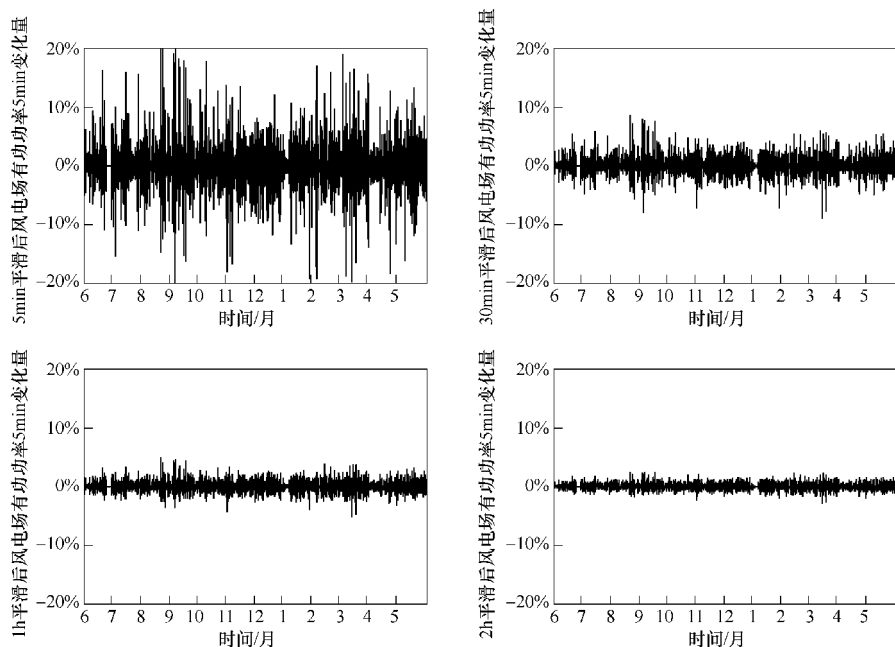


图 6-15 取不同平滑时间常数时风电场输出有功功率 5min 变化量曲线

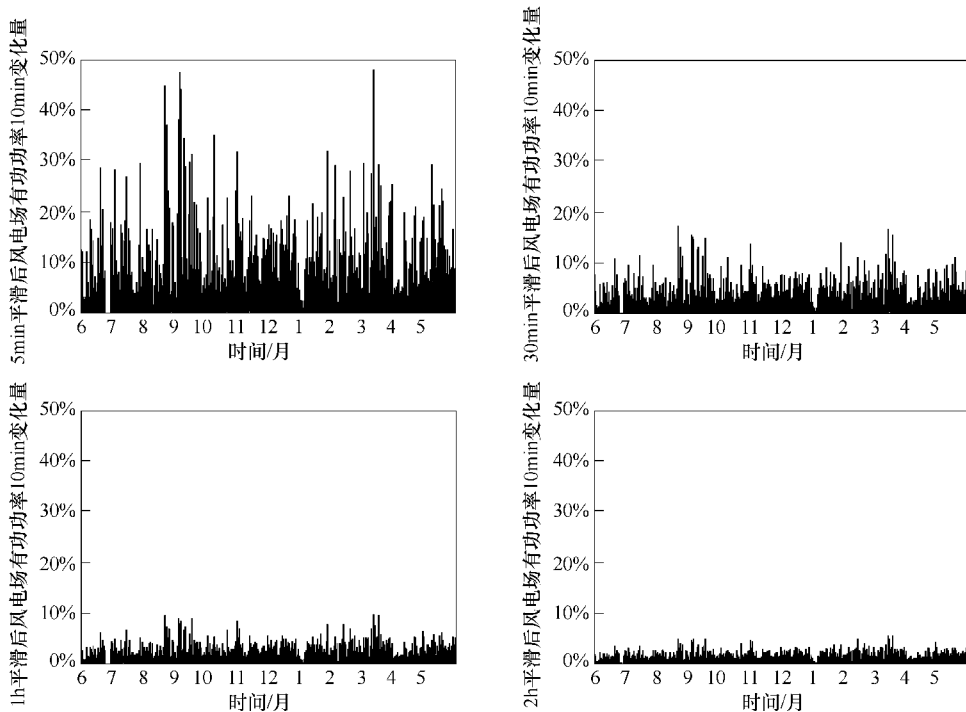


图 6-16 取不同平滑时间常数时风电场输出有功功率 10min 变化量曲线

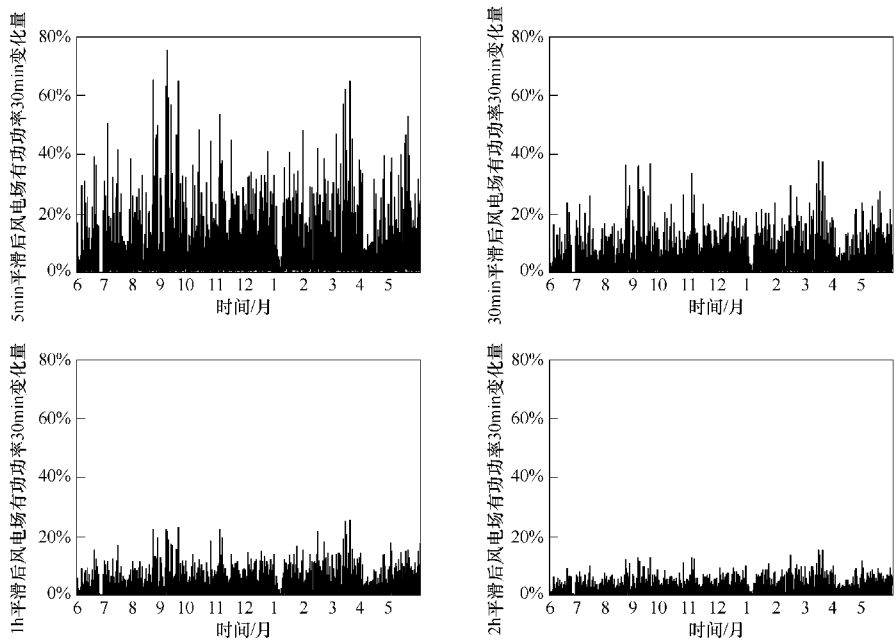


图 6-17 取不同平滑时间常数时风电场输出有功功率 30min 变化量曲线

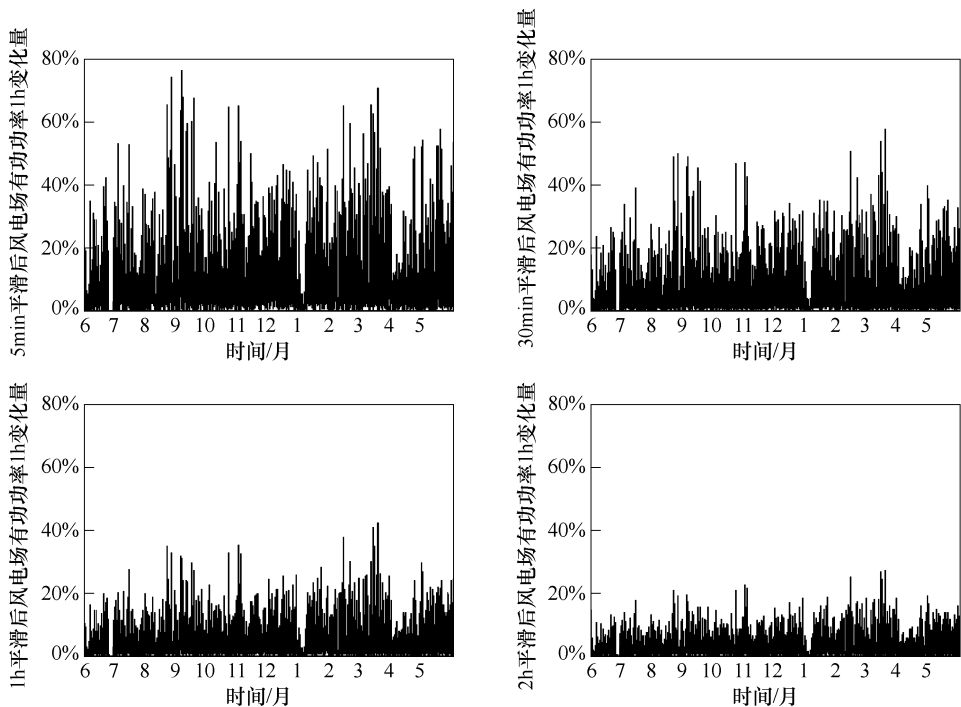


图 6-18 取不同平滑时间常数时风电场输出有功功率 1h 变化量曲线

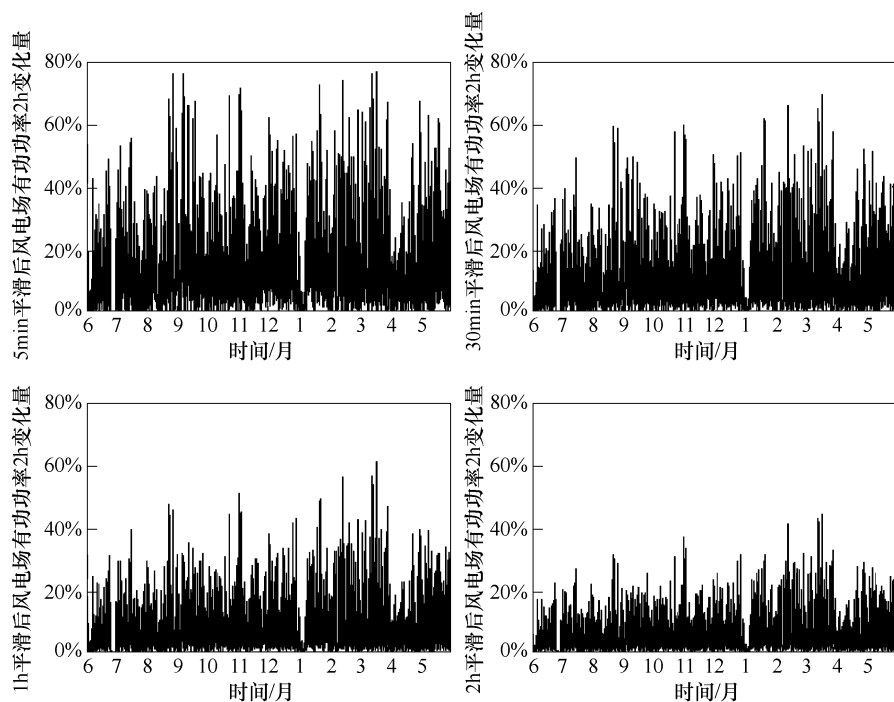


图 6-19 取不同平滑时间常数时风电场输出有功功率 2h 变化量曲线

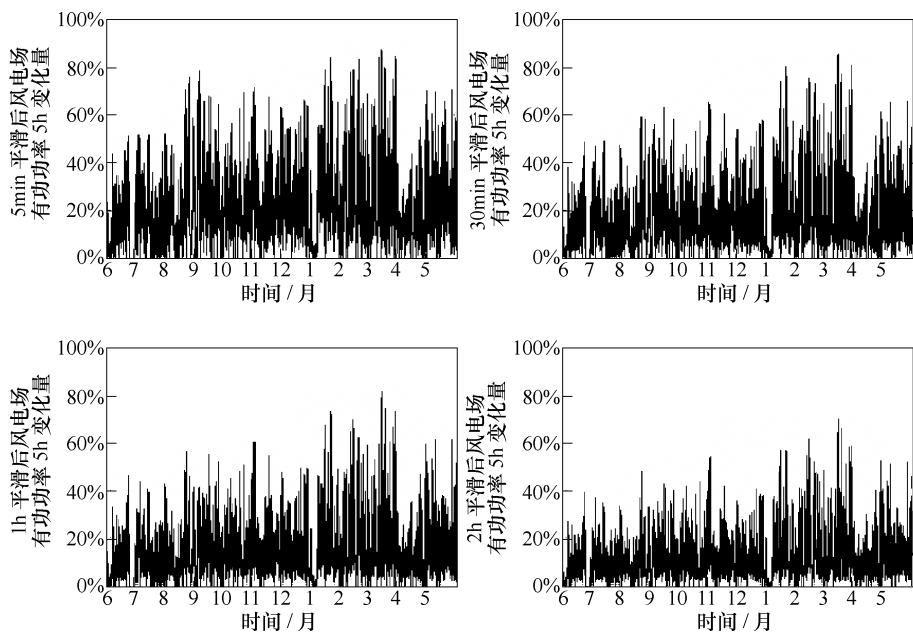


图 6-20 取不同平滑时间常数时风电场输出有功功率 5h 变化量曲线

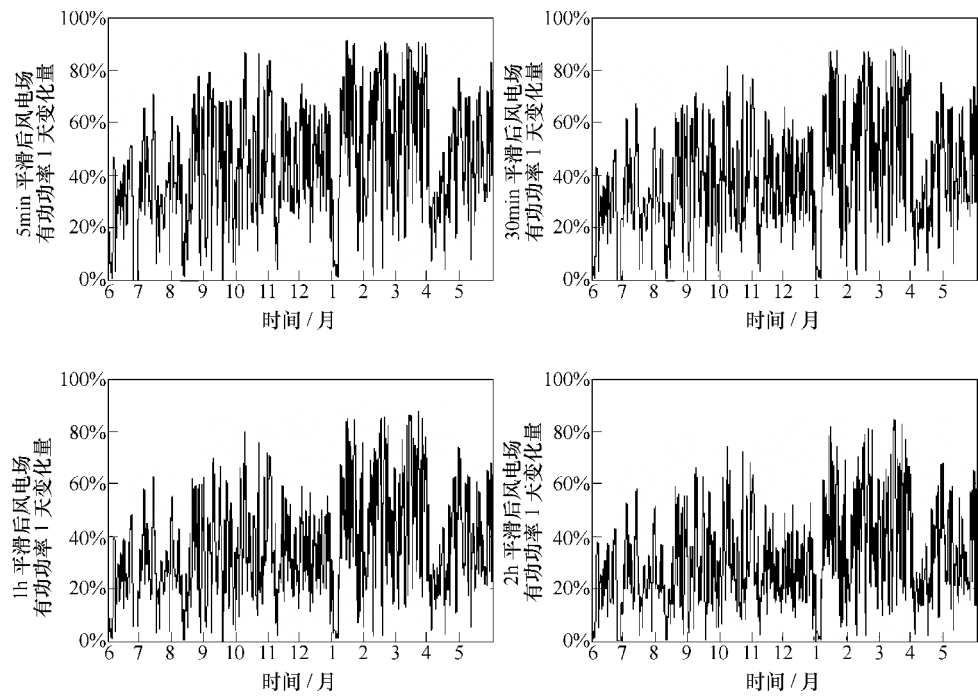


图 6-21 取不同平滑时间常数时风电场输出有功功率 1 天变化量曲线

图 6-22 为取不同平滑时间常数时储能系统容量的变化曲线。不同平滑时间常数所需的系统最小储能容量，见表 6-3。

表 6-3 不同平滑时间常数下所需的系统容量值及对应的电池容量

平滑时间常数	储能系统所需最小容量
5min	3. 93MW · h
30min	22. 54MW · h
1h	43. 99MW · h
2h	86. 54MW · h

表 6-3 显示系统所需最小容量与平滑时间常数基本呈线性关系。考虑经济性问题，暂先选取 30min 作为平滑时间常数，储能系统所需最小容量为 22. 54MW · h，考虑到选取 50% 作为电池系统初始能量，所需电池能量为 45. 08MW · h。

图 6-23 和图 6-24 是取不同平滑时间常数时风电场储能系统输出有功功率以及相应的概率分布曲线。其中图 6-24 显示了在选取不同平滑时间常数的情况下系统输出有功功率绝大部分集中在额定功率的 20% 以内。具体情况见表 6-4。

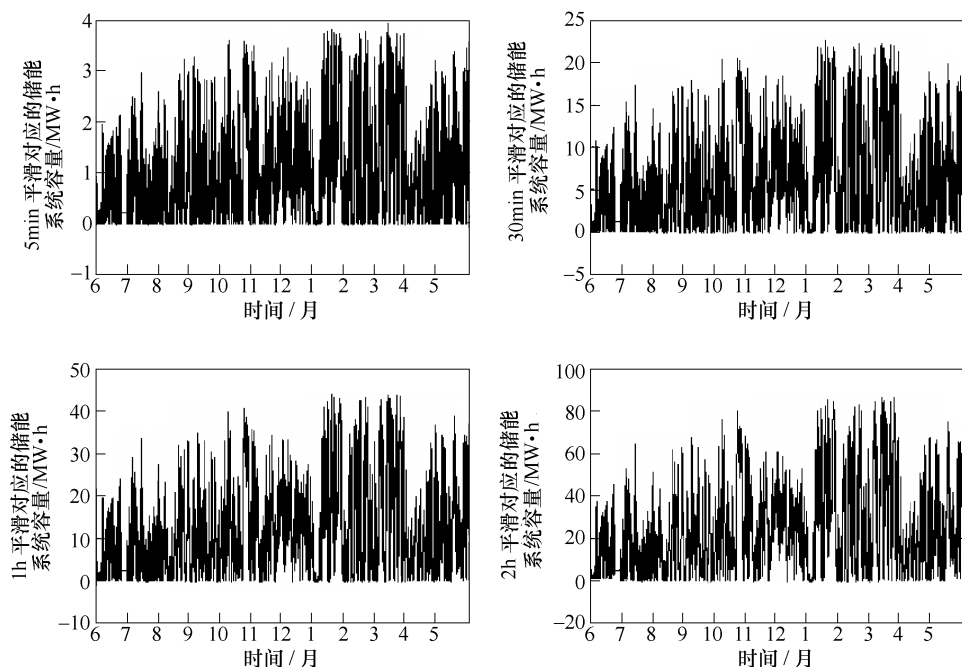


图 6-22 取不同平滑时间常数时风电场储能系统容量变化曲线

表 6-4 不同平滑时间常数对应的储能系统输出功率在 20% 之内所占比例

平滑时间常数	输出功率在 20% 之内所占比例
5min	99.96%
30min	99.48%
1h	98.46%
2h	95.97%

根据表 6-4 的结果,结合经济性方面的考虑建议将张北风电场储能系统的输出功率确定为系统额定功率的 20% (即电池功率以及变流器额定功率为 20MW)。结合储能系统容量因素考虑,建议选取平滑时间常数为 30min。

图 6-25 为取 30min 为平滑时间常数以及电池额定输出功率为系统容量的 20% 时,风电场储能系统所需容量的变化曲线。曲线的峰-峰值为 $33.35\text{MW} \cdot \text{h}$, 约为 $35\text{MW} \cdot \text{h}$ 。因此储能系统的容量在不考虑进行充放电效率以及电池剩余电量优化控制的前提下至少应为 $35\text{MW} \cdot \text{h}$ 。

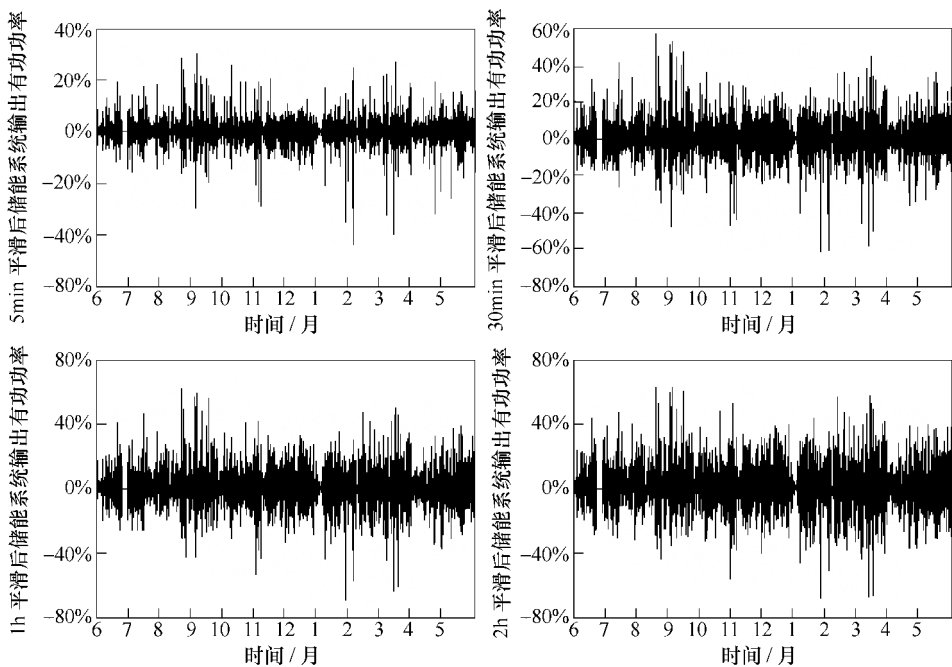


图 6-23 取不同平滑时间常数时风电场储能系统输出有功功率曲线

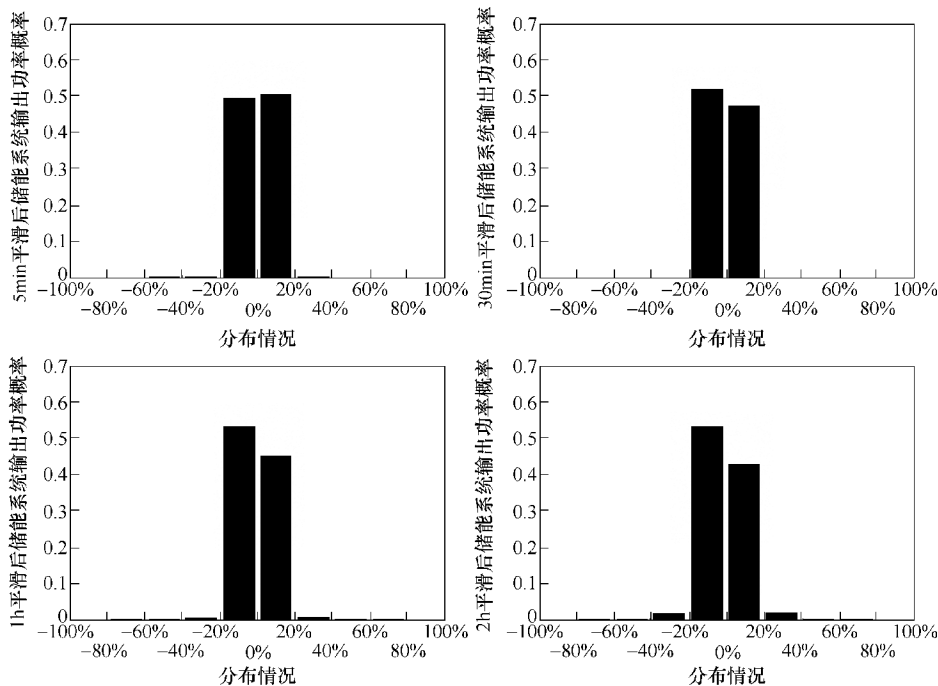


图 6-24 取不同平滑时间常数时风电场储能系统输出有功功率概率分布曲线

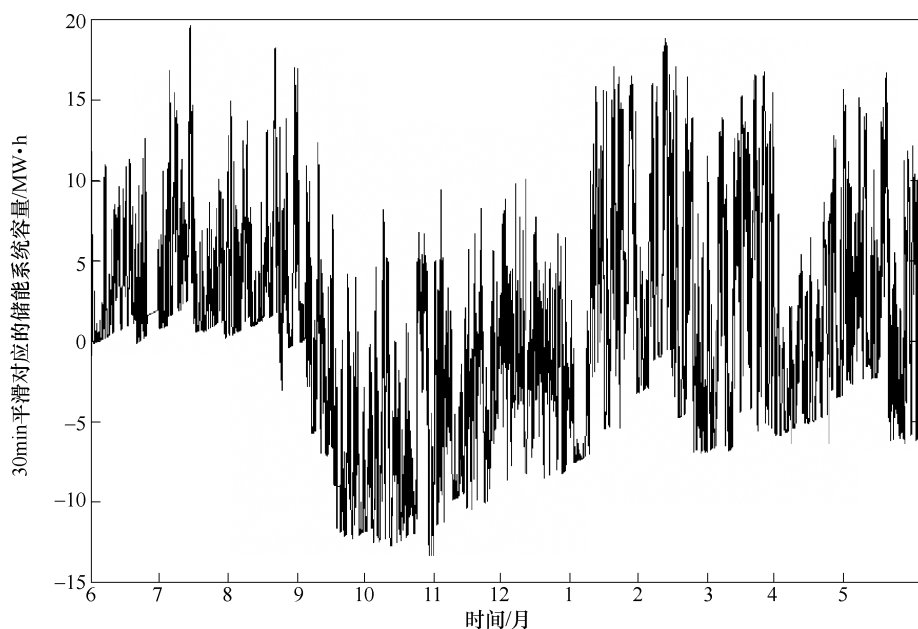


图 6-25 取 30min 为平滑时间常数时风电场储能系统容量变化曲线

6.3 光伏发电系统

6.3.1 光伏电站概况

本案例中光伏电站装置布置在张北县和尚义县的交界，处开阔平坦地带，北距 S341 约 7.2km。本站址所在区域日照充足，近 30 年平均年总辐射为 $5838\text{MJ}/\text{m}^2$ 。根据我国在 1983 年做出的太阳能资源区划标准（参见表 6-5），该区属于二类“很丰富带”，比较适合建设大型光伏电站。该电站计算依据中国气象局风能太阳能资源评估中心，根据周边张北气象站资料计算获得的 1979~2008 年 30 年平均各月太阳能总辐射和直接辐射数据。张北气象站位于东经 $114^{\circ}42'$ ，北纬 $40^{\circ}09'$ ，海拔 1393.0m，距离案例光伏电站约 30km。该气象站区近 30 年平均太阳能总辐射和直接辐射情况参见表 6-6。

表 6-5 我国太阳能区域分布表

名 称	符 号	指标/ (MJ/m ² · a)	占国土面积 (%)
最丰富带	I	6300	17. 4
很丰富带	Ⅱ	5040 ~ 6300	42. 7
丰富带	Ⅲ	3780 ~ 5040	36. 3
一般带	Ⅳ	<3780	3. 6

表 6-6 张北气象站区近 30 年平均太阳能总辐射和直接辐射

(单位: MJ/m²)

月份 项目	总辐射	直接辐射
1	260. 88	171. 48
2	316. 01	205. 47
3	452. 7	284. 19
4	554. 5	345. 96
5	650. 53	401. 19
6	625. 85	370. 65
7	613. 69	356. 65
8	552. 4	324. 44
9	476. 93	300. 39
10	384. 01	251. 31
11	269. 54	176. 97
12	226. 06	145. 26
年总量	5383. 1	3333. 96

该光伏电站试验区为实现多种比较, 采用多晶硅、单晶硅、非晶硅薄膜、背接触式、高倍聚光光伏电池组件 (见图 6-26) , 配备一台 500kW 和一台 1MW 大容量光伏逆变器, 以固定支架、平单轴、斜单轴、双轴跟踪多种跟踪方式安装, 装机容量共计 12MW_p。不同光伏组件及不同跟踪方式安装容量的对比见表 6-7。示范工程已建成国内最大功率可调光伏电站。

该光伏电站发电量采用 PVSYST 软件进行计算,应用的原始数据为代表年各月总辐射、直接辐射以及张北气象站多年平均各月气温、风速。该光伏电站总容量 40MW_p,初步估算年等效满负荷运行小时数约为 1474h,年上网电量为 147372300kW·h,可以实现对有功、无功的双重控制,以实现最适合并网的发电模式,提高发电效率和改善电能质量,是国内最大的功率可调光伏电站。



图 6-26 示范工程中的光伏阵列

表 6-7 不同光伏组件及不同跟踪方式安装容量对比

序号	组件名称	安装容量/kW _p	安装方式
1	多晶硅光伏组件 37MW	35311.36	固定式
		1505.28	斜单轴跟踪
		501.76	平单轴跟踪
		49.28	双轴跟踪
2	背接触光伏组件 0.5MW	506.88	固定式
3		506.88	斜单轴跟踪
4	单晶硅光伏组件 1MW	998.66	固定式
5	非晶薄膜光伏组件 1MW	999.68	固定式
6	高倍聚光电池组 0.5MW	54	双轴跟踪
7	总计	40433.78	

6.3.2 光伏电站特性分析

相较于风电，光伏出力的波动性较小，光伏出力的波动情况如图 6-27 所示。从表 6-8 中可以看出波动率小于装机容量 1% 的概率超过了 90%。

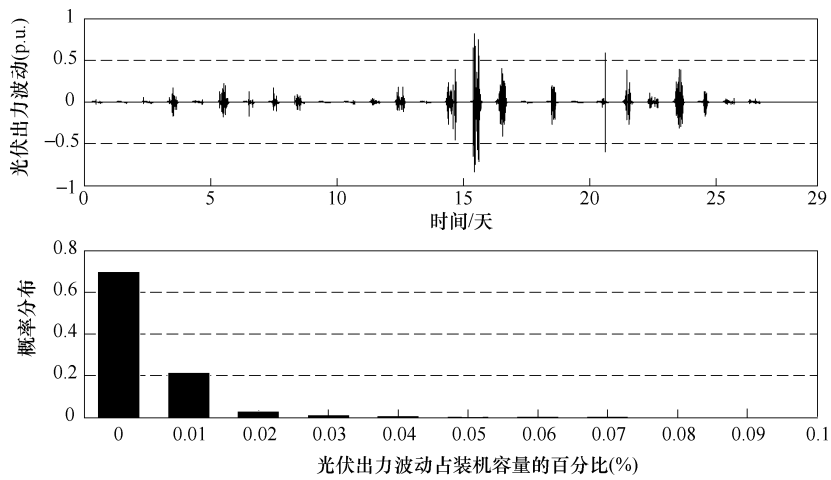


图 6-27 光伏出力波动情况
表 6-8 光伏出力波动率统计

波动率	0%	≤1%	≤2%	≤3%	≤4%	≤5%	≤10%	>10%
概率	69.83%	91.46%	94.51%	95.76%	96.60%	97.25%	98.83%	1.17%

6.3.3 风光合成出力特性分析

风光合成出力的波动及概率分布如图 6-28 所示。风光合成出力的概率统计

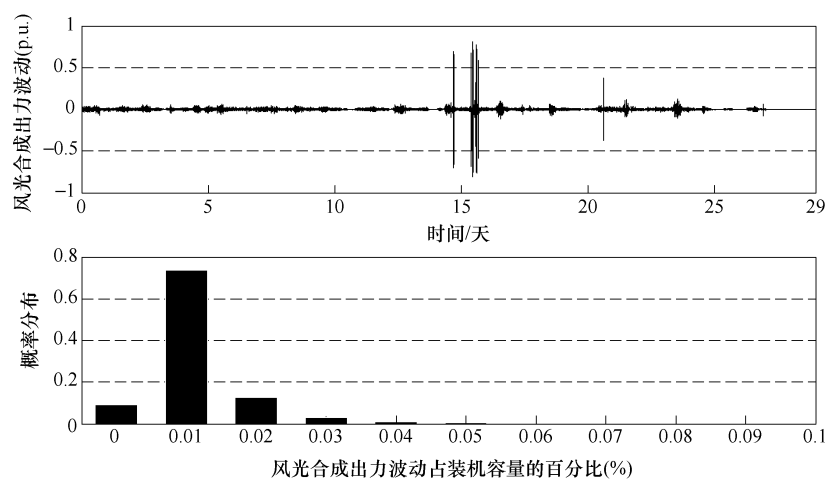


图 6-28 风光合成出力的波动及概率分布

见表 6-9。通过对比风电、光伏以及风光出力的波动概率统计,可以看出张北地区的风光出力具有一定的互补性。

表 6-9 风光合成出力波动率统计

波动率	0%	$\leq 1\%$	$\leq 2\%$	$\leq 3\%$	$\leq 4\%$	$\leq 5\%$	$\leq 10\%$	$> 10\%$
概率	9.06%	82.70%	95.21%	98.19%	99.05%	99.43%	99.82%	0.18%

6.4 电池储能系统

6.4.1 电池储能系统组成

案例工程储能电站规划总装机容量为 $20\text{MW}/95\text{MW}\cdot\text{h}$,是目前世界上规模最大的多类型化学储能电站。一期分别规划安装磷酸铁锂储能装置 14MW ($63\text{MW}\cdot\text{h}$)、液流储能装置 2MW ($8\text{MW}\cdot\text{h}$)以及钠硫储能装置 4MW ($24\text{MW}\cdot\text{h}$)。其中,磷酸铁锂储能装置已全部投入生产, 14MW 磷酸铁锂储能装置分布于占地 8869m^2 的三座厂房内(见图 6-29),共分为 9 个储能单元。整套磷酸铁锂储能装置共安装电池单体 27.4568 万节。磷酸铁锂储能装置的主要参数见表 6-10。



图 6-29 示范工程中的储能厂房

表 6-10 磷酸铁锂储能装置主要参数一览表

系统编号	容量	额定功率	最大功率	PCS 额定功率及数量
C001-C003	$3\text{MW}\times 3\text{h}$	3MW	6MW	500kW (共 12 台)
C004	$1\text{MW}\times 2\text{h}$	1MW	2MW	500kW (共 4 台)
C005-C006	$4\text{MW}\times 4\text{h}$	4MW	6MW	500kW (共 12 台)
C007-C009	$6\text{MW}\times 6\text{h}$	6MW	9MW	500kW (共 18 台)

按照磷酸铁锂电池类型分为能量型应用和功率型应用。

能量型储能装置共5个单元,总储存电量为 $52\text{MW}\cdot\text{h}$,每单元额定功率为 2MW ,最大充放电功率为 3MW ,下设6台 $500\text{kV}\cdot\text{A}$ 双向变流器,其电池单体容量为 $60\text{A}\cdot\text{h}$ 和 $200\text{A}\cdot\text{h}$ 两种类型。其中, $4\text{MW}\times 4\text{h}$ 在设计上具备“孤岛运行”功能,可在全站失电时提供紧急后备电源,确保站用电的同时带动其他风、光、储发电单元启动供电,使风光储示范电站成为稳定可靠的“黑启动”电源。

功率型储能装置共4个单元,总储存电量 $11\text{MW}\cdot\text{h}$,每单元额定功率为 1MW ,最大充放电功率为 2MW ,下设4台 $500\text{kV}\cdot\text{A}$ 双向变流器,其电池单体容量为 $20\text{A}\cdot\text{h}$ 和 $40\text{A}\cdot\text{h}$ 两种类型。功率型储能装置充放电容量相对较小,但电池功率大,适合应对系统调频等大功率的电能吞吐。

6.4.2 储能系统接入技术

电池储能系统的一次部分由储能电池、能量转换系统(PCS)及变压器组成,如图6-30所示。

电池储能系统通过PCS完成交、直流变换后,升压至 35kV ,通过两回电缆线路接入变电站 35kV 母线侧,再通过主变压器升压至 220kV 后送出。系统接入拓扑图如图6-31所示。

能量转换系统(PCS)作为电池储能系统接入应用中必不可少的关键技术装置,可实现电能的双向转换,即在充电状态时,PCS作为整流装置将电能从交流变成直流储存到储能装置中;在放电状态时,PCS作为逆变器将储能

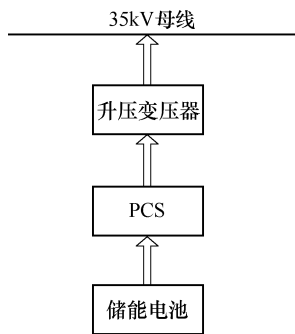


图 6-30 储能系统接线图

装置储存的电能从直流变为交流,输送到电网。PCS装置是实现储能电池与交流电网之间的双向能量传递,将储能电池接入电力系统的重要设备。其主要任务是进行交直流电源转换,配置准确判别故障与及时动作的保护功能。

与普通逆变器相比,PCS装置可以使用相同的IGBT功率器件,内部结构也大致相同,主要的不同点在于IGBT的触发控制策略和算法不同。

对于有PCS装置的控制系統,应根据储能系统的运行特点对厂商的PCS装置提出明确的功能要求。在工程应用中,可以将电池储能系统的工控机集成于PCS控制系统中,其功能主要包括:

- 1) 系统绝缘检测单元,其主要功能是在线检测储能系统的对地绝缘状况,在绝缘情况不佳时应能及时报警。

- 2) 电压监视单元,其主要功能是在线监视交直流回路电压,过高或过低时

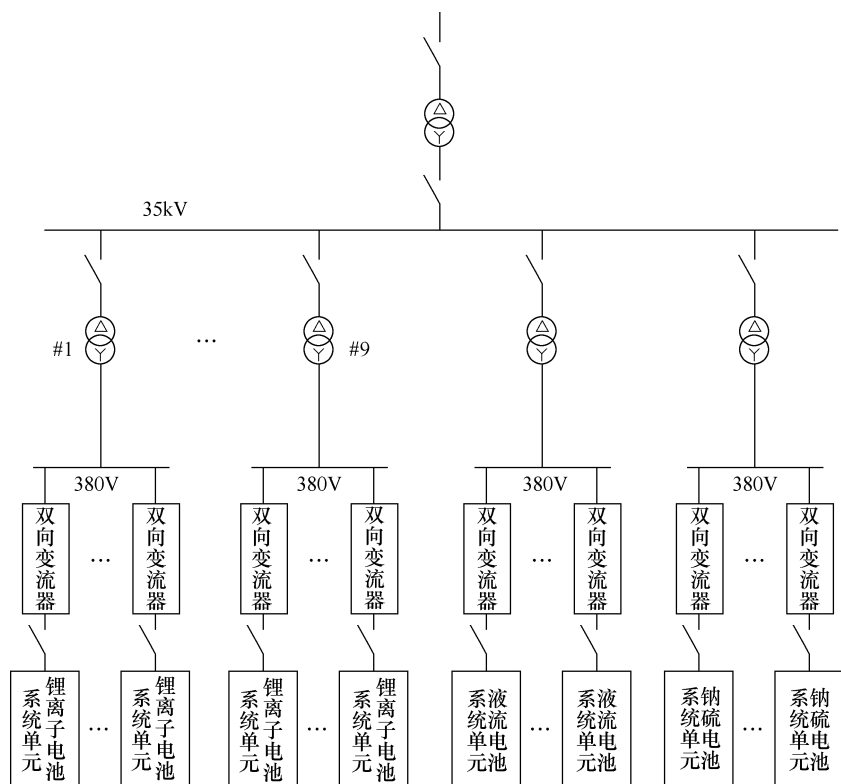


图 6-31 储能系统接入示意图

发出报警信号。电压监视单元可与监控主机连接。

3) 故障检测单元, 负责对装置各部分运行状态与数据的采集、显示及装置运行参数的设定。

6.4.3 储能系统监控技术

案例中的电池储能系统采用就地监测技术, 主要是依靠各电池储能系统厂商自备的就地监测系统实现的, 它们作为储能监控系统的间隔层, 分别与储能监控系统站控层进行数据交互与通信, 完成储能系统的监控功能。监控功能主要包括以下方面:

1) 采集电池和变流器的遥信和遥测数据, 并下达控制命令至电池管理系统和就地控制器。

2) 就地监测装置还需要具备运动功能: 将电池储能系统内的实时数据传送到上一级储能监控系统, 并接受上一级储能监控系统的遥控命令, 设定或调整电

池储能系统的运行状态和运行方式。上一级储能监控系统可实时查看整个电池储能系统的实时运行数据、环境数据等。

3) 人机界面。储能系统 PCS 及电池管理系统的 HMI 界面可详细显示系统参数、电池信息及故障报警信息，主要包含 PCS HMI 主界面、电池堆 HMI 主界面。

4) 安全保障。储能电站监控系统退出或意外中断运行时，电池、BMS 和 PCS 应具有足够的措施保证设备自身的安全，维持一段时间正常运行后自动停机。

5) 电池储能系统装置的状态信息及控制信息上、下行信息。

6) 就地监测系统可查看电池组的运行参数。

7) 就地监测系统可查看每台变流器的运行参数。

8) 就地监测系统可监测电池系统和变流器的运行状态，采用声光报警方式提示设备出现故障，可查看故障原因及故障时间，监控的故障信息。

9) 就地监测系统可监控设备房间的环境温度。

就地监测系统功能结构示意图如图 6-32 所示。

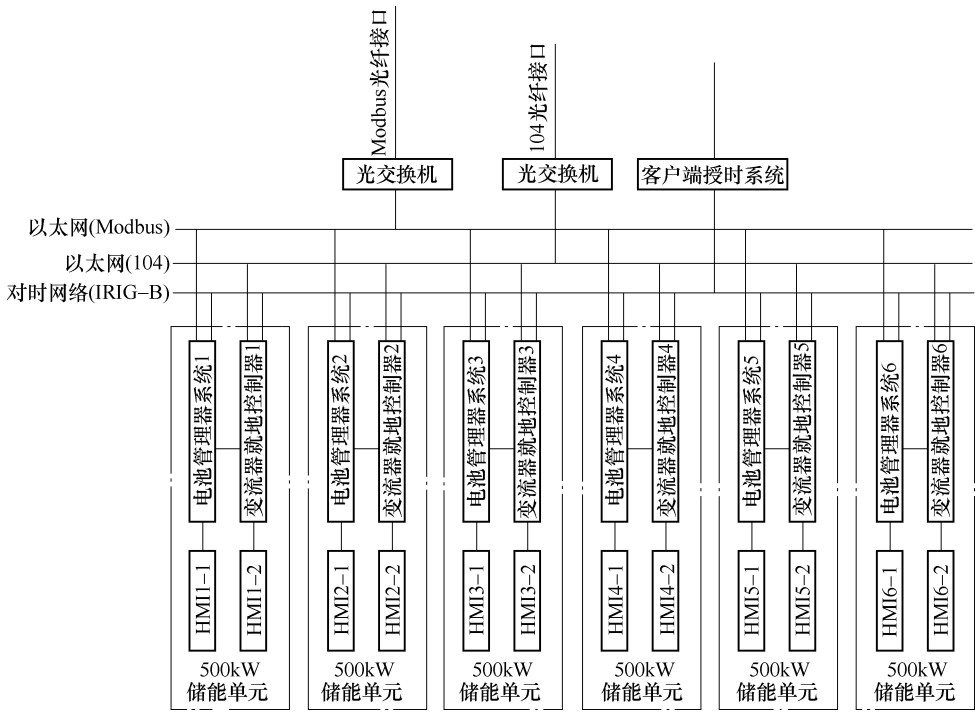


图 6-32 就地监测系统功能结构图

6.4.4 储能系统区域防雷技术

在建设实际工程过程中，防雷技术必不可少。本案例在储能系统区域考虑的防雷技术主要包括以下两方面：

- 1) 各电池储能系统室屋面上均设置避雷带作为建筑物防直击雷保护。
- 2) 屋面光伏太阳能电池板上不再设置避雷针和避雷线等作为防直击雷装置，而使用太阳能电池板自带金属边框。金属边框及支架与屋面避雷带用 $25\text{mm} \times 4\text{mm}$ 热镀锌扁钢可靠相连，接地电阻应满足标准，且不应大于 $4\ \Omega$ 。

6.5 风光储联合系统

6.5.1 运行模式

风电系统、光伏系统和储能系统在拓扑结构上具有既相互独立又互为补充的特点，这决定了风光储系统运行模式的多样性。联合发电控制系统可根据调度计划、风能预测和光照预测，对风电场、光伏电站、储能系统和变电站进行全景检测、智能优化，并对风光储系统运行方式实现自动组态和无缝切换。风光储的 6 种组态运行模式如图 6-33 所示。

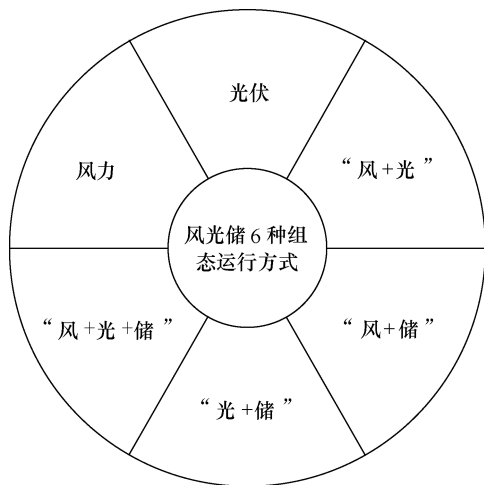


图 6-33 风光储 6 种组态运行方式

1. 模式一：风电单独出力

当处于夜晚或者有云层遮挡的情况下时，光伏系统没有输出。如果此时风力发电符合相关并网标准或自定义并网条件，则出于对电池寿命的考虑，储能系统不动作。这种情况下可由风电系统单独发电。

2. 模式二：光伏单独出力

当风速处于风力发电机组正常运行风速范围之外时，风力发电机组无输出。若此时光伏系统出力符合相关标准或自定义并网条件时，则出于对电池寿命的考虑，储能系统不动作。这种情况下可由光伏系统单独发电。

3. 模式三：风电、光伏联合出力

当风电和光伏都有输出,但单独出力都不能满足并网标准或自定义并网条件时,由于风电出力和光伏出力具有一定的相互平滑性,因此风电与光伏的合成出力可能满足并网标准或自定义并网条件,此时储能系统不需要动作。在这种情况下可由风电光伏联合发电。

4. 模式四: 风电、储能联合出力

当处于夜晚或者有云层遮挡等无光照的情况时,光伏系统没有输出。如果此时风速处于风力发电机组正常运行风速范围之内,但风力发电机组出力不能满足并网标准或自定义并网条件,则需要储能出力进行调节。这种情况下由风电和储能联合出力。

5. 模式五: 光伏、储能联合出力

当风速处于风电机组正常运行风速范围之外时,风电系统无输出。如果此时光伏系统有输出,但其单独出力不能满足并网标准或自定义并网条件,则需要储能系统辅助调节。这种情况下由光伏和储能联合出力。

6. 模式六: 风电、光伏、储能联合出力

当风电和光伏皆有输出,但合成出力不能满足并网要求时,需要储能出力进行调节。这种情况下由风电、光伏和储能联合出力。

6.5.2 运行模式切换

在满足一定条件下,风光储系统可以在6种不同组态运行方式之间进行无缝切换。图6-34为风光储系统运行方式的状态转换图。字母 P 代表光伏, W 代表

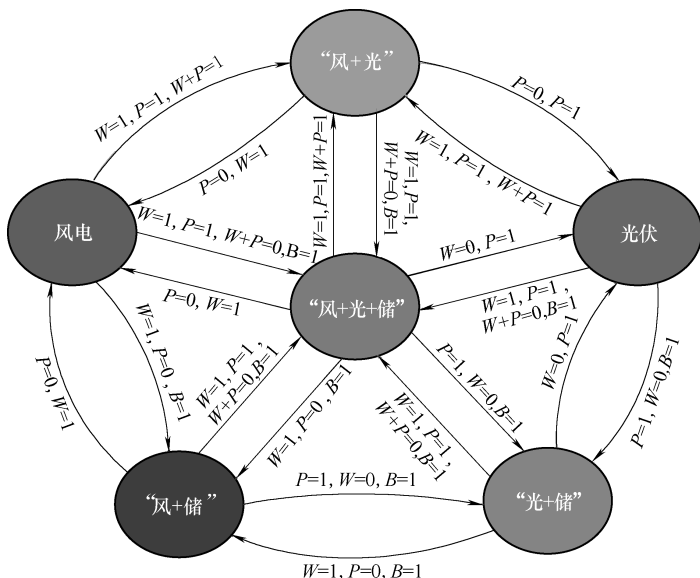


图 6-34 风光储系统状态转换图

风电, B 代表电池储能系统; “=” 表示可用, “ $\equiv$ ” 表示可用并符合并网条件; 值为 1 代表满足, 为 0 代表不满足。

各种运行模式分别对应不同的风电、光伏、储能的出力条件, 不同模式与 P 、 W 、 B 值的对应关系见表 6-11。

表 6-11 运行模式与 P 、 W 、 B 值对应关系

	P	W	B	$P + W$
模式一	=0	$\equiv 1$	-	-
模式二	$\equiv 1$	=0	-	-
模式三	=0	=0	$\equiv 1$	-
模式四	=1	=1	-	$\equiv 1$
模式五	=0	=1	=1	-
模式六	=1	=0	=1	-
模式七	=1	=1	=1	$\equiv 0$

6.5.3 运行控制策略

1. 平滑风光功率输出波动

平滑功率波动应用, 主要是借助风、光、储三者的能量互补与能量守恒原理。储能监控系统的平滑控制程序应根据运行目标要求, 按照预置评价指标控制储能系统的能量吞吐, 实现多时间尺度下风光发电出力波动的平滑控制, 降低风光发电输出功率的波动率。

风光功率输出波动的平滑控制策略是基于自适应滤波技术和电池荷电状态 (SOC) 的反馈控制实现的。储能电站监控系统根据当前的 SOC 反馈与功率输出的波动率实时调节储能电池的充放电功率, 当 SOC 超出设定范围时, 控制系统将根据当前反馈 SOC 值调节储能电池的充放电功率。通过这种方式, 实时修正储能电池的目标功率值, 使储能系统在平滑风光输出功率的同时, 工作于 SOC 期望值范围内。

在风光功率输出波动的平滑控制策略下, 储能监控系统至少应具备如下功能:

- 1) 支持在风储应用模式下, 应用储能系统平滑风电出力;
- 2) 支持在光储应用模式下, 应用储能系统平滑光伏发电出力;
- 3) 支持在风光储应用模式下, 应用储能系统平滑风光系统发电出力;
- 4) 支持在不同应用需求模式下实现出力平滑功能的同时, 实现对多类型电池系统的协调管理, 保障储能系统满足上层调度系统的实时功率平滑需求;

- 5) 支持储能系统 SOC 实时监控功能，以保障储能系统剩余容量保持在有效工作区间，在线控制效果不受影响，并安全可靠运行；
- 6) 支持向上层调度及监控系统实时提供储能系统的当前允许使用容量信息和当前可用最大充放电能力信息等。

储能平滑风电功率波动控制框图如图 6-35 所示。图中，以风力发电机组实时/历史运行数据为输入量，自主选择以国家标准规定的或自定义的波动限值为约束条件的控制模式，对应启动控制模块 1 或控制模块 2。在控制模块中，比较风电波动幅值和波动限值，当风电波动不满足要求时，通过控制储能系统出力来平滑风电波动；当风电波动满足要求时，储能系统不动作。同时为了使储能系统在工作过程中具有较好的充/放电能力，在风电波动较小的情况下，可选择启动 SOC 主动调节模块。

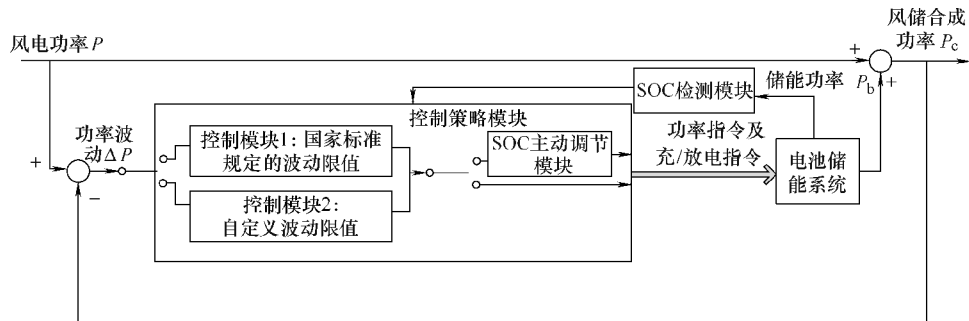


图 6-35 储能平滑风电波动控制框图

该控制应用的动模实验效果如图 6-36 所示。15min 尺度内，平滑前风、光波动分别为 15.18% 和 6.56%、风光波动率为 11.39%。平滑后，风光储联合波动率为 3.79%，满足 15min 风光发电波动率小于 7% 的控制目标。

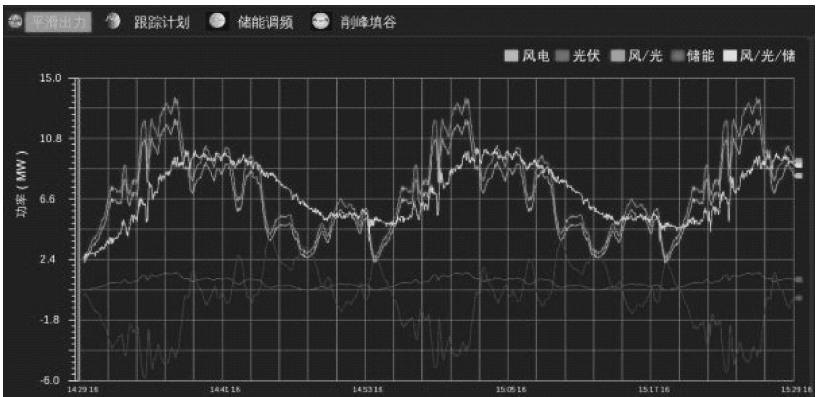


图 6-36 平滑新能源发电波动效果图

2. 部分“削峰填谷”

储能部分“削峰填谷”控制策略主要针对在较长时间窗口内，风光联合发电的实际功率与所评价时间尺度范围内短期预测功率均值之间差值的适度补偿。即在较长的一段评价时间窗口内，响应上层下发的保持风光联合出力位于一段较为平稳的出力范围之内，以实现储能对风光联合出力“削峰填谷”的应用效果。同时根据当前的电池功率与电池剩余容量反馈值，确定储能系统的工作能力，并向联合调度层上发储能系统的当前允许使用容量信息和当前可用最大充放电能力信息等。

削峰填谷功能模式下，储能监控系统至少应具备如下功能：

1) 支持在不同应用需求模式下实现响应削峰填谷功率命令值的功能。同时，实现对多种类型电池系统的实时调度管理，保障储能系统满足上层调度系统的实时跟踪削峰填谷计划值需求。

2) 支持储能系统剩余容量实时监控功能，以保障储能系统 SOC 保持在有效工作区间，在线控制效果不受影响，并安全可靠运行。

3) 支持向上层调度及监控系统实时提供储能系统的当前允许使用容量信息和当前可用最大充放电能力信息等。

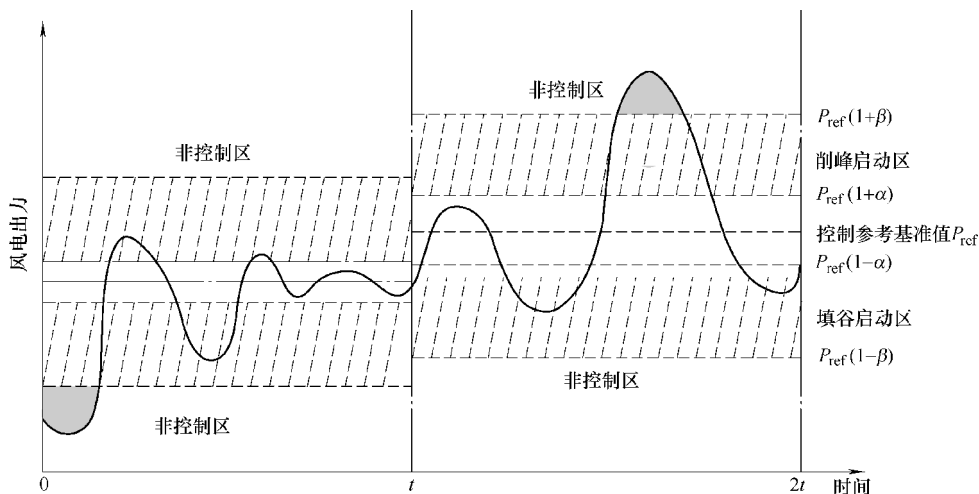


图 6-37 削峰填谷实验原理示意图

储能部分削峰填谷控制结合了风电功率短期预测技术，该控制策略原理如图 6-37 所示为保证控制效果，同时兼顾合理的储能容量，必须合理确定控制边界条件。为此，该控制策略中以削峰容量和填谷容量近似相等为前提条件，并提出控制启动区域的上、下限比例因子 α ($0 < \alpha < 1$) 和 β ($0 < \beta < 1$)。以短期预测

风电光联合出力为控制输入, 根据评价时间窗口 t (经验取值为 $15\text{min} \sim 4\text{h}$) 对风光功率预测数据分段计算控制参考基准值 P_{ref} 。在每段风光出力曲线中, 当功率出力波动很小, 在以控制基准参考值 P_{ref} 为中心, 宽度小于 $P_{\text{ref}}\alpha$ 的功率波动范围内, 不启动削峰/填谷控制策略, 直接输出原始风光功率出力; 当输出功率波动幅值在以控制基准参考值 P_{ref} 为中心, 宽度大于 $P_{\text{ref}}\alpha$ 且小于 $P_{\text{ref}}\beta$ 的功率波动范围内时, 启动削峰/填谷控制策略; 当输出功率波动很大, 超出以控制基准参考值 P_{ref} 为中心, 宽度为 $P_{\text{ref}}\beta$ 的功率波动范围时, 进入非控制区, 此时不启动削峰/填谷控制策略, 直接输出原始风光功率出力。

储能部分削峰填谷控制框图如图 6-38 所示。该图以 3MW 风力发电机组历史运行数据为控制输入, 风储合成出力为实测输出数据。其中, P_{ref} 为削峰填谷控制参考基准值, $P_{\text{ref}} = \sum_{i=1}^N P_{\text{Wi}} m_i / N$; P_{Wi} 为研究时间尺度内第 i 个风电出力数据; N 为该研究时间尺度内采样数据个数; m_i 为 P_{Wi} 在该研究时间尺度内出现的频次; α 为削峰填谷启动区下限比例因子; β 为削峰填谷启动区上限比例因子。

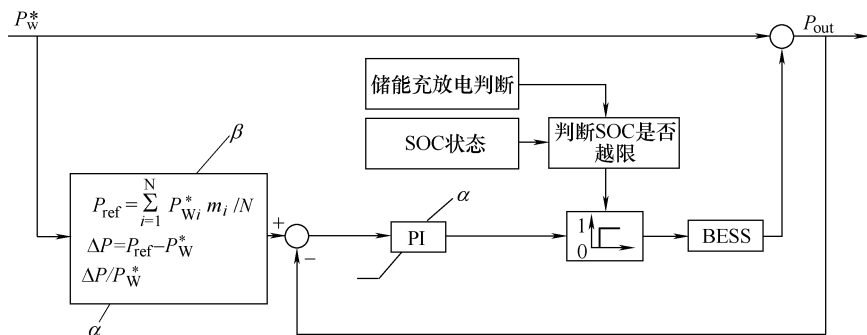


图 6-38 削峰填谷控制框图

3. 跟踪风光计划出力

储能跟踪计划出力控制策略是通过结合风电超短期预测技术, 针对较短时间窗口内, 对风光联合发电实际功率与计划输出功率间差值的实时补偿。根据当前的电池功率与电池剩余容量反馈值, 确定储能系统的最大工作能力, 并向联合调度层上发储能系统的当前允许使用容量信息和当前可用最大充放电能力信息等, 以便联合调度层调整相关控制量。即当储能系统容量接近满充, 且风光联合出力仍高于发电计划值时, 向联合调度层上发限制发电请求; 当储能系统容量接近放电下限, 且风光联合出力仍低于发电计划值时, 向联合调度层上发储能系统的最大工作能力, 并请求联合调度层调整控制策略。风光储实际输出功率将根据实时采集数据进行计算并实时更新。其跟踪计划发电控制框图如图 6-39

所示。

在跟踪计划出力功能模式下，储能监控系统至少应具备如下功能：

1) 支持在不同应用需求模式下实现跟踪计划出力功能的同时，实现对多类型电池系统的协调管理，保障储能系统满足上层调度系统的实时跟踪计划值需求。

2) 支持储能系统剩余容量实时监控功能，以保障储能系统剩余容量保持在有效工作区间，在线控制效果不受影响，并安全可靠运行。

3) 支持向上层调度及监控系统实时提供储能系统的当前允许使用容量信息和当前可用最大充放电能力信息等。

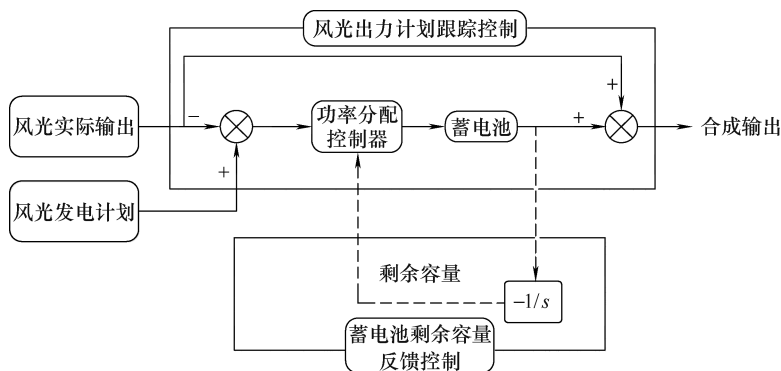


图 6-39 跟踪计划发电控制框图

该控制策略通过对电池储能系统充放电的有效控制，实现风储联合出力 P_{out} 在允许误差带宽内跟踪风电计划出力。将实时风电功率与当前目标曲线相比较，偏差值若超出允许误差带宽，则控制电池储能系统吸收或释放该部分功率，缩减风电功率和预测功率的误差，实现风储联合出力对风电预测曲线的跟踪。其跟踪计划出力控制框图如图 6-40 所示。

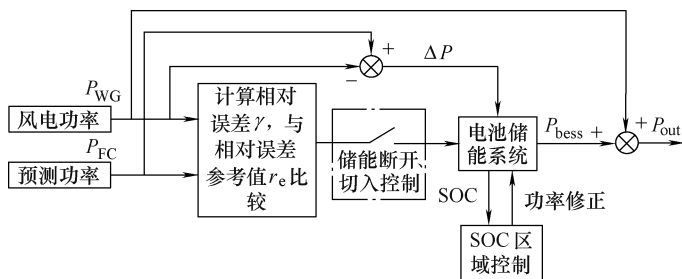


图 6-40 跟踪系统计划出力控制框图

同时，该控制策略也兼顾了电池储能系统的 SOC 反馈控制，通过划分荷电

状态区域，合理调度了电池储能充放电电量。电池储能系统 SOC 区域示意图如图 6-41 所示。图中 SOC_{max} 、 SOC_{min} 分别为 SOC 的上下限，a、b 为 SOC 区域划分的边界点，其值为大于 0 的可调实参数。SOC 在上调整区，若储能系统处于充电状态则减小充电功率，若处于放电状态则适量增加放电功率；SOC 在下调区，若储能系统处于充电状态则适量增加充电功率，若处于放电状态则减小放电功率。

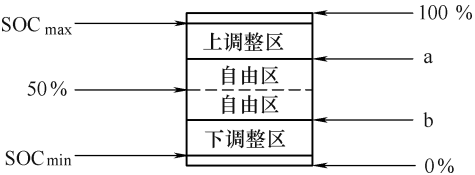


图 6-41 电池储能系统 SOC 区域示意图

一般情况下，风光储发电可运行在跟踪调度计划曲线运行方式，从而使得风光由一个出力波动电源转化为出力确定的电源，使风光储联合发电像常规电源一样可以完成计划发电工作。该控制应用的动模实验效果参如图 6-42 所示。从图中可以看出，储能装置根据计划总出力与风光联合出力科学互补，有效弥补了风光发电出力与发电计划值的偏差。同时，风光储联合发电依据计划值（35MW、30MW、25MW）也可以稳定输出，满足了跟踪发电计划误差小于 3% 的应用需求。

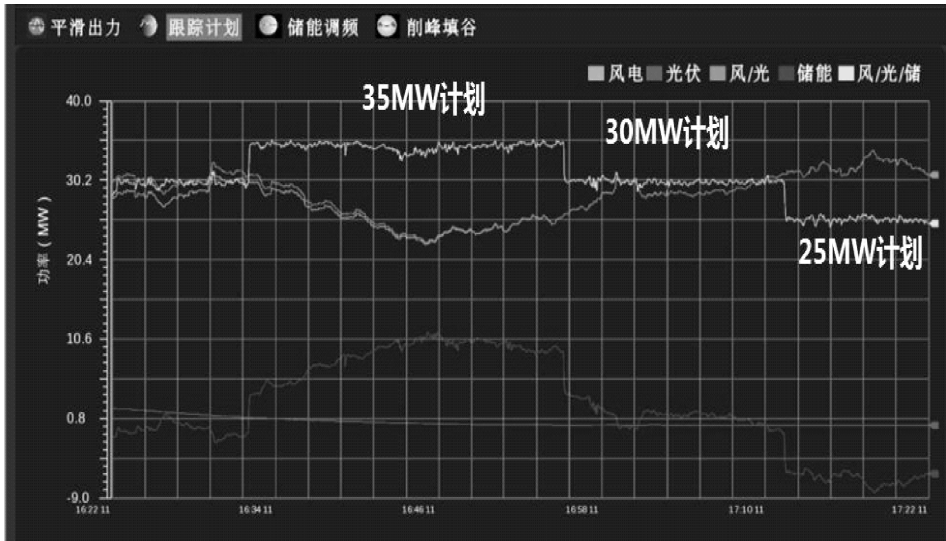


图 6-42 跟踪调度计划出力效果图

4. 参与系统调频

参与系统调频的控制框图如图 6-43 所示。

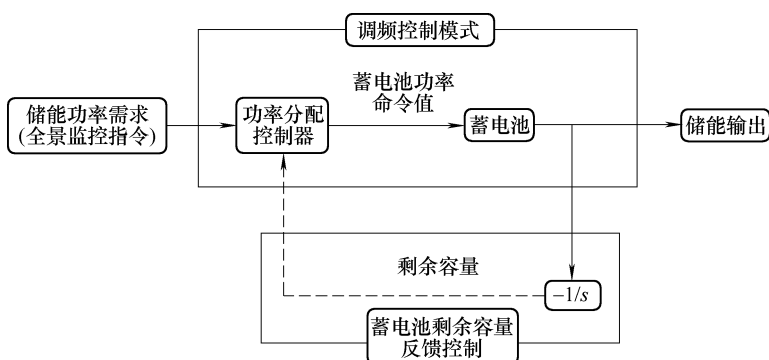


图 6-43 参与系统调频控制框图

储能系统实时响应上层调度下发的支持自动发电控制（Automatic Generation Control, AGC）计划相对应的功率命令值，实现 AGC 支持功能。

如图 6-44 所示为系统调频效果图。从图中可以看出，通过执行能量管理系统中的储能上层调度（例如 D5000）调频模式，储能电站可实现总功率实时跟随上层调度下发的目标功率值偏差小于 0.5%，满足了储能调频的应用需求。

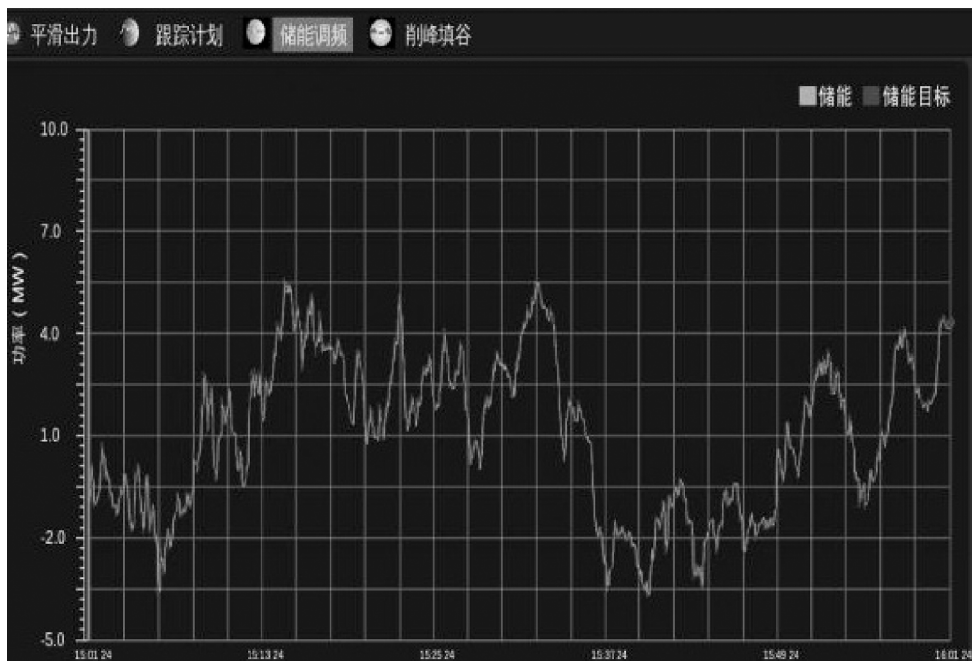


图 6-44 系统调频效果图

6.6 工程经验和推广价值

基于风储联合发电系统的结构及原理,随着一阶低通滤波器时间常数的增加,储能系统抑制风电功率波动的效果也越来越好,但风电场的储能容量需求也逐步增加。因此应分别针对不同储能类型设定不同的滤波时间常数,以使储能出力很好的跟踪控制给定值,达到平抑风电输出波动的效果。在设定不同误差带宽范围的情况下,通过储能系统的充放电控制能大幅度提高风力发电机组的跟踪计划出力能力。误差带宽越大,储能的启动频次越低,所需储能容量越小。反之,误差带宽越小,储能的启动频次越高,所需储能容量越大。通过设置不同的 SOC 区域边界点 a、b,可以把储能 SOC 限制在设定的范围之内。自由区宽度越宽,满足设定误差带宽范围内所占的比例也越高,所需储能容量也越大。

依据张北风电场一年间的运行数据统计分析可知,将百兆瓦风力发电系统 5min 出力波动限制在了 5% 之下,满足了国家标准 GB/T 15945—2008 中的要求。储能系统电池额定功率选择为 20MW,容量选择为 $35\text{MWh} \times 2 = 70\text{MW} \cdot \text{h}$,综合考虑电池充放电效率、工程裕量,建议储能系统的容量为 $80\text{MW} \cdot \text{h}$ 。若取功率积分区间为 1 天,较佳的时间常数为 7000s,对应的电池功率为 $\pm 20\text{MW}$,可满足 99.7466% 的情况下系统对储能电池功率的要求;而电池容量为 $50\text{MW} \cdot \text{h}$ 时,可满足 87.47% 的情况下系统对储能电池容量的要求。针对百兆瓦级风电场,储能容量应为 $100\text{MW} \cdot \text{h}$ 左右。预计此配比方案可为其他风电场配备储能系统提供一定的借鉴。

储能系统与风光等可再生能源发电有机结合,可提高间歇式电源的可预测性、可控性以及可调度性。风光储联合系统在平滑出力波动、跟踪计划出力和削峰填谷方面具有很好的应用前景。

参考文献

- [1] 李建林, 等. 风力发电中的电力电子变流技术 [M]. 北京: 机械工业出版社, 2008.
- [2] 李建林, 等. 风力发电系统低电压运行技术 [M]. 北京: 机械工业出版社, 2008.
- [3] 李建林, 等. 风能—可再生能源与环境 [M]. 北京: 人民邮电出版社, 2010.
- [4] 李建林, 等. 风力发电系统优化控制 [M]. 北京: 机械工业出版社, 2010.
- [5] 李蓓, 郭剑波. 平抑风电功率的电池储能系统控制策略 [J]. 电网技术, 2012, 36 (8).
- [6] 李蓓, 郭剑波. 惠东, 陈继忠. 液流储能电池在电网运行中的效率分析 [J]. 中国电机工程学报, 2009, 29 (35).
- [7] 李建林, 许洪华, 等. 大功率直驱型风力发电系统拓扑结构对比分析 [J]. 电力自动化设备, 2008, 28 (7): 73-77.
- [8] 李建林, 许洪华, 等. 适合直接驱动型风力发电系统的飞跨电容型变流器 [J]. 电力自动化设备, 2008, 28 (6): 85-89.
- [9] 李建林, 许洪华, 等. 大型变速恒频风力发电机组建模与仿真 [J]. 太阳能学报, 2008, 29 (1): 6-12.
- [10] 李建林, 高志刚, 等. 直驱型风电系统大容量 Boost PFC 拓扑及控制方法 [J]. 电工技术学报, 2008, 23 (1): 104-109.
- [11] 李建林, 许洪华, 等. 并联背靠背 PWM 变流器在直驱型风力发电系统的应用 [J]. 电力系统自动化, 2008, 32 (5): 59-62.
- [12] Li Jian Lin, Hu Shu Ju, Li Mei, Zhu Ying, Kong De Guo, Xu Hong Hua. Research on the application of parallel back-to-back PWM converter on direct-drive wind power system [C] // 3rd International Conference on Deregulation and Restructuring and Power Technologies. 2008: 2504-2508.
- [13] Li Jianlin, Hu Shuju, Xu Honghua. A kind of direct-driven WECS using single-switch three-phase Boost rectifier [C] // Industrial Technology. 2008. ICIT 2008. IEEE International Conference. 2008.
- [14] Li Jianlin, Liang Liang, Yang shuili, Hui Dong. Study on Energy storage system smoothing wind power fluctuations [C] // POWERCON2010.
- [15] Li Jian Lin, Liang Liang. Study on direct-driven wind power system control strategy [C] // CSMMS. 2011, 187: 103-107.
- [16] 李建林, 许鸿雁, 周谦, 等. 适合直接驱动型风力发电系统的交叉型 Boost 变流器 [J]. 太阳能学报, 2007, 8 (28): 819-824.
- [17] 李建林, 李晶, 王立乔, 等. CPS-SPWM 在级联型有源电力滤波器中的应用 [J]. 电力系统自动化, 2006, 9 (30): 64-68.

- [18] 李建林, 胡书举, 付勋波, 等. 大功率直驱型风力发电系统拓扑结构对比分析 [J]. 电力设备自动化, 2008, 28 (7): 73-76.
- [19] 李建林, 胡书举, 赵斌, 等. 大型变速恒频风力发电机组建模与仿真 [J]. 太阳能学报, 2008, 29 (1): 6-12.
- [20] 李建林. 能源直驱风力发电系统整流器研究 (一) [J]. 变频器世界, 2011 (1): 28-29.
- [21] 李建林. 能源直驱风力发电系统整流器研究 (二) [J]. 变频器世界, 2011 (2): 22-23.
- [22] 李建林. 储能技术的最新进展分析 [J]. 变频器世界, 2011 (4): 26-26.
- [23] 李建林. 大规模储能系统典型应用研究 [J]. 变频器世界, 2011 (6): 34-35.
- [24] Li Bei, Guo-Jianbo, Hui Dong. The Control Strategy of VRB-ESS for Wind Power [C] //, International Conference On Electrical Engineering (ICEE 2011) . 2011.
- [25] Xiaoqing Xiu, Bei Li. Study on energy storage system investment decision based on real option theory [C] //International Conference on Sustainable Power Generation and Supply. 2012.
- [26] 梁亮, 李建林, 惠东. 光伏-储能联合发电系统运行机理及控制策略 [J]. 电力自动化设备, 2011, 31 (8): 20-23.
- [27] 梁亮, 李建林, 惠东. 大型风电场用储能装置容量的优化配置 [J]. 高电压技术, 2011, 37 (4): 930-936.
- [28] Liang Liang, Li Jianlin, Hui Dong. An optimal energy storage capacity calculation method for 100MW wind farm [C] //POWERCON2010.
- [29] YangShuili, LiJianlin, Huidong. Control Algorithms of Smoothing Power Fluctuations in a Wind Farm with Storage Battery System [C] // IEEE Advancing Technology for Humanity. 2010.
- [30] Hu Juan, Li Jianlin, Hui Dong. Research on Bi-directional converter for lithium battery energy storage system [C] //EMEIT 2011; 2011, 1897-1900.
- [31] Han Xiaojuan, Chen Xiaojun, Li Jianlin, Hui Dong. Application of wavelet analysis theory in storage energy system of lithium battery [C] // Control Conference (CCC) . 2011.
- [32] 乔建强, 杨水丽, 李蓓, 风电场并网布局对系统稳定性的影响研究 [C] //第十三届中国科协年会. 2011, 1 (7) .
- [33] 夏冰, 李卫国, 李蓓. 风电出力特性及分析系统研究 [C] //中国高等学校电力系统及自动化专业第 27 届学术年会论文集. 2011.
- [34] 高志刚. 多重化逆变器在直驱型风电系统应用研究 [D]. 北京: 中国科学院电工研究所, 2008.
- [35] 梁亮. 双馈感应式风力发电系统低电压穿越能力研究 [D]. 北京: 中国科学院电工研究所, 2008.
- [36] 王鑫, 郭佳欢, 谢清华, 等. 超级电容器在微网中的应用 [J]. 电网技术, 2009,

25 (6): 18-22.

- [37] 李乐, 黄伟, 马雪玲. 超级电容器储能系统在微网中的应用 [J]. 陕西电力, 2010, 38 (8): 12-16.
- [38] 王飞, 余世杰, 苏建徽, 等. 太阳能光伏并网发电系统的研究 [J]. 电工技术学报, 2005, 20 (5): 72-74.



新能源应用技术丛书

分布式发电系统中的光伏发电技术

风力发电中的电力电子变流技术

风力发电系统低电压运行技术

双馈式风力发电机组柔性并网运行与控制

风力发电机组设计

风电并网技术

智能电网中的风光储关键技术

地址:北京市百万庄大街22号

邮政编码:100037

电话服务

社服务中心:010-88361066

销售一部:010-68326294

销售二部:010-88379649

读者购书热线:010-88379203

网络服务

教材网: <http://www.cmpedu.com>

机工官网: <http://www.cmpbook.com>

机工微博: <http://weibo.com/cmp1952>

封面无防伪标均为盗版

上架指导 工业技术/电气工程/风电

ISBN 978-7-111-40950-2

策划编辑◎付承桂

ISBN 978-7-111-40950-2



9 787111 409502 >

定价: 38.00元